

COMMUNICATION À
l'Académie des technologies

**LES PERSPECTIVES
DE L'ÉNERGIE SOLAIRE
EN FRANCE**

Commission « Energie et changement climatique »
Groupe de travail « Energie solaire »
Juillet 2008

Les publications de l'Académie des technologies

L'Académie des technologies publie quatre collections :

- une collection sous couverture bleue, reproduisant les avis et rapports de l'Académie, approuvés par l'Assemblée ;
- une collection sous couverture rouge, reproduisant des **communications à l'Académie**, rédigées par des Académiciens, non soumises au vote de l'Assemblée et publiées sur décision du Conseil académique ;
- une collection sous couverture verte, avec des textes courts rédigés par un ou plusieurs académiciens et consacrés à **dix questions** d'actualité sur un sujet de technologie ; les textes sont diffusés sur décision du Conseil académique.
- une collection sous couverture jaune, intitulée « **Grandes aventures technologiques françaises** », de contributions apportées par des académiciens à l'histoire industrielle ; les textes sont diffusés sur décision du Conseil académique.

Ceux précédés d'un astérisque (*), parmi les travaux académiques rappelés in extenso ci-après, sont publiés ou en cours de publication. Les autres textes sont mis en ligne sur le site public : <http://www.academie-technologies.fr>

Avis et rapports de l'Académie :

1. *Brevetabilité des inventions mises en œuvre par ordinateurs : Avis au Premier ministre, juin 2001.*
2. *Analyse des cycles de vie, oct. 2002.*
3. *Le gaz naturel, oct. 2002.*
4. *Les nanotechnologies : enjeux et conditions de réussite d'un projet national de recherche, déc. 2002.*
5. *Les progrès technologiques au sein des industries alimentaires - Impact sur la qualité des aliments/1. La filière lait, mai 2004*
6. *Note complémentaire au premier avis transmis au Premier ministre, juin 2003.*
7. *Quelles méthodologies doit-on mettre en œuvre pour définir les grandes orientations de la recherche française et comment, à partir de cette approche, donner plus de lisibilité à la politique engagée ? déc. 2003.*
8. *Les indicateurs pertinents permettant le suivi des flux de jeunes scientifiques et ingénieurs français vers d'autres pays, notamment les États-Unis, déc. 2003.*
9. *Recenser les paramètres susceptibles de constituer une grille d'analyse commune à toutes les questions concernant l'énergie, déc. 2003.*
10. *Premières remarques de l'Académie des technologies à propos de la réflexion et de la concertation sur l'avenir de la recherche lancée par le ministère de la Recherche, mars 2004.*
11. **Métérologie du futur, mai 2004*
12. *Le système français de recherche et d'innovation - Vue d'ensemble du système français de recherche et d'innovation + Annexe 1 : La gouvernance du système de recherche ; Annexe 2 : Causes structurelles du déficit d'innovation technologique. Constat, analyse et proposition, juin 2004.*
13. ** Interaction Homme-Machine, oct. 2004.*
14. *Avis sur l'enseignement des technologies de l'école primaire aux lycées, sept. 2004.*
15. **Enquête sur les frontières de la simulation numérique, juin 2005.*
16. *Avis sur l'enseignement supérieur, juillet 2007.*

Communications à l'Académie:

1. Commentaires sur le Livre Blanc sur les énergies, janv. 2004.
2. *Prospective sur l'énergie au *xx^e* siècle, synthèse de la Commission Énergie & Environnement, avril 2004, mise à jour déc. 2004.
Monographies dans le cadre de la Commission E & E:
 - « Charbon, quel avenir? », décembre 2003
 - « Gaz naturel », décembre 2003
 - « Énergie hydraulique et énergie éolienne », novembre 2005
 - « Les filières nucléaires aujourd'hui et demain », mars 2005
 - « La séquestration du CO₂ », décembre 2005
 - « Le changement climatique et la lutte contre l'effet de serre », août 2003
 - « Le cycle du carbone », août 2003
 - « Les émissions humaines », août 2003
 - « Facteur 4 sur les émissions de CO₂ », mars 2005
 - « Économies d'énergie dans l'habitat », août 2003
 - « Que penser de l'épuisement des réserves pétrolières et de l'évolution du prix du brut? », mars 2007
3. Pour une politique audacieuse de recherche, développement et d'innovation de la France, juillet 2004.
4. *Les TIC : un enjeu économique et sociétal pour la France, juillet 2005.
5. *Des relations entre entreprise et recherche extérieure, novembre 2007
6. *PME, technologie et recherche, juin 2007

Dix questions:

1. Les véhicules hybrides – 10 questions proposées par François de Charentenay, déc. 2004.
2. *Les déchets nucléaires – 10 questions proposées par Robert Guillaumont, déc. 2004.
3. *L'avenir du charbon – 10 questions proposées par Gilbert Ruelle, janvier 2005.
4. *L'hydrogène – 10 questions proposées par Jean Dhers, janvier 2005.
5. *Relations entre la technologie, la croissance et l'emploi – 10 questions proposées par Jacques Lesourne, mars 2007.
6. *Stockage de l'énergie électrique - 10 questions proposées par Jean Dhers, décembre 2007

Grandes aventures technologiques:

1. *Le Rilsan - par Pierre Castillon, oct. 2006.

Avertissement

Le fait que les publications de l'Académie des technologies soient regroupées en 4 collections distinctes découle d'un classement interne des textes par les instances académiques.

*En effet, les **avis et rapports de l'académie** engagent celle-ci, dès lors que les textes, préalablement visés par le Comité de la qualité, ont été soumis à débat et à un vote par l'Assemblée.*

Les Avis constituent des réponses de l'Académie à des saisines d'autorités, notamment gouvernementales et ne sont publiés qu'avec l'accord des destinataires.

*Les **communications à l'académie**, d'une part, font l'objet de présentations à l'Assemblée et de débats, d'autre part, sont visées par le Comité de la Qualité; elles ne sont pas soumises à un vote et il revient au Conseil académique de décider de l'opportunité d'une publication. Ces textes engagent la seule responsabilité de leurs auteurs.*

*Les **annexes des rapports et des communications**, visées également par le Comité de la Qualité, sont signées et engagent la seule responsabilité de leurs auteurs (souvent des experts non membres de l'Académie) qui peuvent en disposer. Elles sont réunies, le plus souvent, avec les corps de texte votés afin de constituer des publications complètes et à jour au moment d'être mises sous presse.*

Le lecteur est toutefois invité à visiter le site Internet de l'Académie <http://www.academie-technologies.fr> où apparaissent non seulement tous les textes votés, les Communications, les « Dix questions » et la série « Grandes aventures technologiques françaises » mais aussi des textes qui ne font pas (ou pas encore) l'objet d'une publication dans l'une ou l'autre des 4 collections.

Les travaux de l'Académie se poursuivant sur certaines thématiques, des versions plus récentes de textes et/ou d'annexes sont régulièrement mises en ligne.

Composition du groupe de travail :

Yves MAIGNE (*), Président du groupe,

Jean-Pierre CAUSSE (*),

Maurice CLAVERIE (**),

Bernard EQUER (**),

Ont apporté leur concours :

Marie-Lise CHANIN (*),

Alain MONGON (*), Président du groupe de travail « économies et substitutions d'énergie dans les
bâtiments »

Ionel SOLOMON (*),

Bernard TARDIEU (*).

*Membre de l'Académie des technologies

**Experts

Table des matières

1. Introduction	11
1.1. Motivation et contexte	11
1.2. Préparation du Rapport sur l'énergie solaire	11
1.3. Hypothèses de travail	12
2. Politique nationale de l'énergie et énergie solaire	13
2.1. La politique publique en France avant 2000	13
2.1.1. Quel bilan pour l'énergie solaire en France à la fin du vingtième siècle ?	13
2.2. La politique publique en France de 2000 à 2005	14
2.3. La politique publique en France depuis 2005	15
2.4. L'actualité en 2007	16
2.5. Le Grenelle de l'environnement	18
2.6. Les grandes lignes de la politique française en faveur de l'énergie solaire en 2008	19
2.7. Bibliographie du chapitre 2	19
3. Les ressources en énergie solaire	21
3.1. Forces et faiblesses de l'énergie solaire	21
3.2. Distribution géographique de l'énergie solaire	22
3.3. Distribution temporelle	24
3.4. Conséquences sur les systèmes de l'intermittence du rayonnement solaire	25
3.5. Les outils de modélisation et de prédiction	25
3.6. Bibliographie du chapitre 3	26
4. L'énergie solaire et le bâtiment	27
4.1. Le contexte national de l'énergie dans le bâtiment	27
4.2. La chaleur solaire dans le bâtiment	29
4.2.1. Le solaire passif	29
4.2.2. Les capteurs thermique solaires ou le solaire actif	29
4.2.3. La technologie du capteur	30
4.2.4. Le chauffe-eau solaire	31
4.2.5. Le chauffage solaire du bâtiment	32
4.2.6. Le rafraîchissement solaire	34
4.3. Données économiques et industrielles sur les capteurs thermiques et les chauffe-eau solaires	36
4.4. Les acteurs du marché	37
4.5. Progression du marché du solaire thermique en France	38
4.6. Incitations publiques pour le développement du solaire thermique	39
4.7. Perspectives	40

4.8. Les recherches sur le solaire thermique dans le bâtiment	41
4.9. Bibliographie du chapitre 4	43
5. Énergie solaire photovoltaïque	45
5.1. La conversion photovoltaïque	45
5.2. Produits et filières	47
5.3. La filière du silicium cristallin	48
5.3.1. Les rubans de silicium	51
5.4. Couches minces	52
5.4.1. Le silicium amorphe	53
5.4.2. Les cellules hybrides silicium amorphe-silicium cristallin	53
5.4.3. Les couches de silicium micro-cristallines	54
5.4.4. La filière du tellure de cadmium (CdTe)	54
5.4.5. La filière du di-séléniure de cuivre-indium (CIS)	54
5.4.6. Développement industriel des couches minces	55
5.5. Applications et systèmes photovoltaïques	56
5.5.1. Applications autonomes avec stockage	56
5.5.2. Applications connectées au réseau	57
5.5.3. Centrales photovoltaïques	57
5.5.4. Onduleurs et régulateurs	58
5.6. Prix du Wc et du kWh	59
5.7. Parcs et marchés	60
5.7.1. Parc mondial	61
5.7.2. Parc français	62
5.8. Perspectives technologiques : la recherche	62
5.8.1. La R & D industrielle	63
5.8.2. Historique des rendements	63
5.8.3. La recherche des hauts rendements	63
5.8.4. Les matériaux organiques	66
5.8.5. La recherche en France : moyens et acteurs	67
5.9. Bibliographie du Chapitre 5	69
6. Conversion thermodynamique de l'énergie solaire	71
6.1. Le concentrateur parabolique avec moteur au foyer (Dish-Stirling)	71
6.2. Les centrales solaires à capteurs cylindro-paraboliques	74
6.3. Les centrales solaires à tour	75
6.4. Perspectives des centrales solaires à conversion thermodynamique	77
6.5. Bibliographie du Chapitre 6	79

7. Incitations publiques pour le développement de l'énergie solaire	81
7.1. Crédit d'impôt sur l'IRPP institué par la loi de finances de 2005	81
7.2. Incitations publiques pour le développement du solaire thermique	81
7.3. Réglementations du bâtiment et urbanisme	82
7.3.1. La réglementation thermique du bâtiment	82
7.3.2. Les labels de performance énergétique	83
7.3.3. La réglementation thermique dans l'existant	83
7.3.4. Bonifications ou dérogations aux règles d'urbanisme	83
7.4. L'achat par le réseau de l'électricité d'origine renouvelable	84
7.5. Remarques générales sur les procédures d'incitation	86
8. Obstacles et perspectives de l'énergie solaire en France	87
8.1. Énergie investie et impact sur l'environnement de la production des installations solaires	87
8.2. Insertion de l'électricité solaire dans le réseau	89
8.2.1. Le raccordement technique au réseau	89
8.2.2. L'impact de l'intermittence de la production solaire sur la gestion du réseau	89
8.3. Place de la production solaire dans le système énergétique et disponibilité des sites	94
8.4. La dynamique de développement des installations solaires	96
8.5. Conclusions du chapitre 8	97
8.6. Bibliographie du chapitre 8	98
9. Pour un changement d'échelle	99
9.1. La recherche sur l'énergie solaire	99
9.2. Développement industriel	100
9.3. Qualité des installations et formation des personnels	101
9.3.1. Qualité des équipements	101
9.3.2. Qualité des installations	102
9.3.3. La formation du personnel	103
9.4. L'avenir des procédures d'incitation	103
9.5. Combien cela coûtera-t-il ?	105
10. Synthèse et conclusions	107
Annexe 1 : Personnalités rencontrées	111
Annexe 2 : Lettre de Mission	113
Introduction	113
Objectifs	113
Descriptif des travaux	113

Modalité des travaux	114
« Produit » du GT	114
Participants	114
Annexe 3 : Analyse des Cycles de Vie	115
Analyse des publications sur l'analyse des cycles de vie des installations solaires	115
Application à l'énergie solaire photovoltaïque	116
Temps de retour de l'énergie investie	117
Émissions de gaz à effet de serre et impact sur l'environnement	118
Autres impacts sur l'environnement	120
La production de chaleur solaire pour l'habitat	120
Conclusions	121
Bibliographie de l'annexe 3	122
Annexe 4 : Insertion dans les réseaux	125
1. Les fondamentaux d'un système de production, de transport et de distribution d'électricité	125
2. L'accueil des producteurs indépendants et les éoliennes	126
3. La nouvelle venue : L'électricité solaire	127
4. Bibliographie de l'annexe 4	129
Annexe 5 : Pénétration dans la consommation	131
1. Les systèmes solaires thermiques	131
1.1. Les bâtiments d'habitation	131
1.2. Les bâtiments tertiaires	132
2. Les systèmes photovoltaïques	133
3. Synthèse	136
4. Bibliographie de l'annexe 5	137
Annexe 6 : Unités et équivalences énergétiques	139
1. Énergie primaire, énergie finale	139
2. Unités courantes	139
3. Conversion entre unités	139
4. Énergie primaire équivalente de l'électricité	140

1. Introduction

1.1. Motivation et contexte

La commission énergie et changement climatique a déjà mené des réflexions sur les énergies renouvelables dans le cadre d'un groupe de travail, créé en 2002 et animé par Bernard Tardieu. Ce groupe a remis un rapport à l'Académie portant sur l'énergie hydraulique, les éoliennes et l'utilisation de la biomasse. Une publication sur l'énergie solaire et la géothermie avait été remise à plus tard, ne présentant pas la même actualité.

Pourquoi aujourd'hui un rapport sur l'énergie solaire ?

Parce que la préoccupation du changement climatique est venue s'ajouter à la crainte d'une crise d'approvisionnement énergétique, suscitant un intérêt accru pour les énergies renouvelables, intérêt qui s'est étendu à l'utilisation de l'énergie solaire.

On constate actuellement :

- un marché mondial des installations solaires en forte croissance ;
- l'arrivée sur ce marché de nouvelles technologies ;
- la publication d'une Directive européenne en 2001 sur la promotion des énergies renouvelables ;
- en France, la promulgation d'une législation favorable au développement de l'usage de l'énergie solaire ;
- la réponse très positive du public français avec le développement rapide du marché des chauffe-eau solaires et des générateurs photovoltaïques.

1.2. Préparation du Rapport sur l'énergie solaire

La commission énergie et changement climatique a confié la préparation de ce rapport à un groupe de travail sur l'énergie solaire, créé le 8 novembre 2006.

Ce groupe a tenu sa première réunion le 8 décembre 2006 et a élaboré une lettre de mission qui a été approuvée par le Comité des travaux le 13 mars 2007. L'activité du groupe a consisté en 14 auditions de personnalités ou d'experts, dont la liste est jointe en annexe 1, et 12 réunions de travail.

Le présent rapport a été écrit en mars 2008 après présentation orale à la Commission Énergie et Changement Climatique le 9 janvier 2008. Il est destiné à devenir un rapport à l'Académie après débat en séance plénière le 9 avril 2008.

1.3. Hypothèses de travail

Le groupe de travail a placé sa réflexion dans le contexte créé par :

- la directive européenne sur les énergies renouvelables qui impose à la France que 21 % de sa consommation d'électricité en 2010 soit issue de sources renouvelables ;
- la loi de programme sur les orientations de la politique énergétique dite Loi POPE promulguée le 13 juillet 2005 et les textes d'application de cette Loi, qui ont institué des mesures réglementaires fiscales et budgétaires encourageant les installations solaires.

Dans le cadre de ces politiques, la pertinence du recours à l'énergie solaire n'a pas à être jugée dans l'immédiat, mais dans l'optique de sa participation aux objectifs de politique énergétique à moyen et long terme.

En accord avec sa lettre de mission jointe en annexe 2, le groupe s'est donc penché sur :

- la vraisemblance des perspectives de pénétration en France de l'énergie solaire à moyen terme (2015-2030) ;
- les procédures et moyens mis en œuvre pour atteindre ces objectifs dans le cadre des politiques publiques ;
- les perspectives industrielles du domaine, que ce soit pour la production, l'installation et la maintenance ;
- l'organisation des acteurs.

Le groupe de travail a identifié deux rendez-vous qui lui paraissent pertinents en ce qui concerne la pénétration des énergies renouvelables :

- 2020 est l'échéance fixée par le Conseil des ministres de l'Union européenne en 2007 pour atteindre l'objectif contraignant de pénétration des énergies renouvelables dans l'Union par tous les États membres ;
- 2050 est la date retenue comme échéance de l'effort de réduction d'un facteur 4 des émissions des gaz à effet de serre en France et dans l'Union européenne, réduction qui implique un recours aux énergies renouvelables.

Le groupe s'est efforcé de s'y référer, tout en remarquant que ces dates ne répondent pas à des étapes significatives du développement de l'énergie solaire.

2. Politique nationale de l'énergie et énergie solaire

Ce chapitre vise à présenter les grandes lignes de la politique menée en France pour soutenir le développement de l'énergie solaire. Le passé sera rappelé brièvement pour présenter l'acquis à la fin du vingtième siècle. Mais l'essentiel de la présentation portera sur le virage pris à partir de 2001, en réponse à l'impulsion donnée par une directive de l'Union européenne sur les énergies renouvelables. Les procédures d'incitation seront présentées plus précisément avec les filières de conversion de l'énergie solaire.

2.1. La politique publique en France avant 2000

Suite au premier choc pétrolier, le gouvernement avait créé une agence pour les économies d'énergie (AEE), qui avait fort à faire face aux producteurs d'énergie qui défendaient la croissance des applications de l'électricité, avec la montée en puissance de la production nucléaire et une certaine relance du charbon.

En 1978, le Président Valéry Giscard d'Estaing, sensible aux premières inquiétudes de l'opinion publique, décidait la création du Ministère de l'environnement, et affichant une politique de diversification énergétique, créait le Commissariat à l'Énergie Solaire (COMES).

En 1982, le gouvernement, dans un souci d'efficacité, regroupait l'AEE et le COMES au sein de l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie (AFME) regroupant les missions des deux organismes, avec la mise en place de délégations dans les régions et les DOM-TOM.

En 1984, une priorité budgétaire était donnée à la maîtrise de l'énergie, imposant à l'énergie solaire une traversée du désert qui durera jusqu'en 1989. Les projets pilotes comme Themis, la centrale solaire de Vignola et les ateliers pilotes de conversion de la biomasse, sont alors abandonnés.

En 1993, intervenait une nouvelle concentration avec la création de l'Agence de l'environnement et de maîtrise de l'énergie (ADEME) qui recevait une mission générale de sauvegarde de l'environnement, de maîtrise de l'énergie et de développement des énergies renouvelables, en absorbant l'ANRED, agence chargée de l'élimination et la valorisation des déchets.

2.1.1. Quel bilan pour l'énergie solaire en France à la fin du vingtième siècle ?

La mission de développement des utilisations de l'énergie solaire a perduré à travers les réorganisations. En effet, la structure d'animation pour la recherche et la diffusion de l'énergie solaire,

créée par le COMES, s'est maintenue à travers les établissements publics successifs. Il faut toutefois noter que sa visibilité a diminué dans l'ADEME dont le spectre d'activités est très large.

Un potentiel de recherche publique avait été créé au début des années 80. Il souffrira beaucoup de la traversée du désert de 1984 à 1989, mais survivra grâce au soutien des établissements de recherche (CNRS, INRA, BRGM) qui ont intégré les énergies renouvelables dans leurs objectifs.

Les projets pilotes et différentes formes de soutien ont permis la création et le maintien de quelques sociétés spécialisées : Giordano, Clipsol, Photowatt qui se sont développées, notamment, grâce à une activité à l'exportation.

Des réalisations pilotes ont été créées en France métropolitaine, mais d'une manière plus conséquente dans les DOM-TOM.

2.2. La politique publique en France de 2000 à 2005

Deux directives de la Commission européenne ont servi de déclencheurs à une politique plus énergique de soutien aux énergies renouvelables :

- la directive européenne 96/92/CE du 19 décembre 1996 « Règles communes sur le marché intérieur de l'électricité » relative à l'accès au réseau des producteurs indépendants d'électricité. Cette directive ne traite pas spécifiquement des énergies renouvelables, mais elle crée le cadre juridique qui allait permettre le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable au réseau électrique ;
- la directive européenne 2001/77/CE relative à la promotion des énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, a fixé pour chaque pays membre de l'Union un objectif, initialement non contraignant, de production d'électricité d'origine renouvelable en 2010. Pour la France, l'objectif a été fixé à 21 % de sa consommation d'électricité.

La Loi 2000-108 du 10 février 2000 a été édictée pour transcrire la directive européenne de 1996 dans la législation française et a instauré des mesures de promotion des énergies renouvelables. Cette loi fixe les conditions d'accès au réseau des nouvelles installations de production. Elle prévoit une Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI) dans ce domaine.

À cette occasion, le législateur a prévu les modalités de raccordement des petites installations de puissance inférieure à 12 MW, utilisant, entre autres, l'énergie solaire. C'est une obligation d'achat par le distributeur de la production d'électricité de ces installations sur la base d'un tarif fixé par arrêté.

L'arrêté tarifaire relatif à l'électricité solaire a été publié en mars 2002. Parallèlement la loi de finances accordait aux particuliers un crédit d'impôt de 40 % sur le coût des équipements thermiques ou photovoltaïques, hors main d'œuvre.

Ces incitations ne permettaient pas un amortissement de l'investissement dans un délai raisonnable. Elles impliquaient donc un engagement des propriétaires en faveur de l'énergie solaire, dont le niveau était difficile à apprécier. Aussi l'arrêté du 7 mars 2003 approuvant la PPI, a prévu une large fourchette de 1 à 50 MWc¹ pour la puissance cumulée en 2007 des installations productrices d'électricité solaire.

2.3. La politique publique en France depuis 2005

La publication en 2001 de la directive européenne 2001/77/CE sur la Promotion des énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, déjà citée, allait susciter une nouvelle étape.

Les mesures résultant de la loi de 2000 et des textes d'application avaient eu un effet sensible dans les DOM-TOM, mais insuffisant en métropole pour atteindre les objectifs de la directive européenne. De plus, une redéfinition de la politique énergétique de la France est apparue nécessaire au gouvernement.

La loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005, Loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique dite Loi POPE, a pris en compte cette directive. Mais cette loi d'ailleurs annoncée par la loi de 2000, a des objectifs plus généraux. Elle vise à définir la politique nationale relative à la production et l'utilisation de l'énergie, avec les objectifs suivants :

- maîtrise de l'énergie : baisse de 2 à 2,5 % par an de l'intensité énergétique ;
- développement des énergies renouvelables pour atteindre 10 % des besoins énergétiques nationaux ;
- maintien du nucléaire avec le lancement de l'EPR ;
- augmentation de 50 % entre 2005 et 2010 du thermique renouvelable ;
- développement des biocarburants ;
- etc.

Base des futures PPI, elle prévoit en outre plusieurs plans d'actions thématiques : stratégie nationale de recherche, énergie pour le développement, plan pour la thermique du bâtiment, etc. Plusieurs décrets et arrêtés que le rapport détaillera en liaison avec la présentation des filières, contribuent à la mise en œuvre de ces différentes actions.

1. Par convention, la puissance nominale d'une installation solaire est celle délivrée lorsque le capteur reçoit un flux solaire normal au plan du capteur de 1 kW par m². On l'exprime en Watt crête abrégé en Wc.

En particulier, le nouvel arrêté tarifaire publié en juillet 2006 relatif à l'électricité solaire est beaucoup plus favorable pour l'investisseur, permettant des objectifs ambitieux pour la PPI : 160 MWh en 2010 et 500 MWh en 2015.²

Dans le domaine des bâtiments neufs, la nouvelle réglementation publiée en 2005, dite RT 2005 ouvre la voie au recours aux énergies renouvelables et notamment au solaire pour satisfaire aux exigences normatives.

Les années 2004 et 2005 ont vu également des novations dans le domaine de la recherche concernant l'énergie solaire :

– la création de l'Agence nationale de la recherche (ANR), indépendante des établissements publics de recherche, vise à donner à la France une structure de financement de la recherche sur projets, selon le modèle anglo-saxon. Il n'allait pas de soi de lui confier les recherches sur l'énergie solaire, l'ADEME étant elle-même une agence d'objectifs et de gestion de projets, sans laboratoire propre. D'ailleurs, l'ADEME a conservé un budget de R & D dans le domaine. On pouvait craindre également une perte de l'expérience acquise par l'ADEME dans la gestion de la recherche sur l'énergie solaire.

La bonne volonté des deux parties a permis d'arriver à un partage satisfaisant des tâches. L'intervention de l'ANR a entraîné une augmentation sensible du budget de recherche en 2005 et 2006, qui a saturé le potentiel humain de recherche des laboratoires publics et industriels. Le nombre insuffisant de propositions a conduit l'ANR à une réduction du budget de 2007. Le soutien de l'ANR a porté principalement sur la recherche sur la conversion photovoltaïque. Un seul projet incluant du solaire thermique a été retenu au sein du programme PREBAT, il concerne des bâtiments démonstrateurs, devant être construits auprès de l'Institut national de l'énergie solaire (INES), dont la création et la mission sont décrites ci-dessous.

– l'Institut national de l'énergie solaire, créé en 2006 à l'initiative du département de la Savoie, regroupe près de Chambéry des moyens du CEA, du CNRS et du BRGM dans un nouveau site. Cet institut bénéficiant du soutien des collectivités territoriales comprend, outre des laboratoires de recherche, trois pôles d'activité : le transfert des résultats de recherche vers l'industrie, la démonstration des installations solaires et la formation initiale et continue.

2.4. L'actualité en 2007

La parution du 3^e rapport du GIEC en 2003 avait fait apparaître la nécessité de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre des pays industrialisés pour limiter le changement climatique mondial. La Commission européenne et le gouvernement français ont, dès 2004, accepté le principe de satisfaire à une telle obligation d'ici 2050. Plusieurs années ont été nécessaires pour décliner ce concept en termes de politique d'action.

2. Fin 2007, le parc a atteint 73 MWh

De nombreuses commissions se sont en effet penchées sur cette question, donnant naissance à autant de rapports, parmi lesquelles :

- dès 2004, le ministre de l'environnement confiait à P. Radanne la préparation d'un rapport sur la faisabilité d'un tel objectif. Le rapport concluait positivement en insistant sur la nécessité d'anticiper la hausse des prix de l'énergie pour prendre les mesures nécessaires. Ce rapport considère le développement des énergies renouvelables comme l'une des mesures incontournables pour atteindre l'objectif de réduction par un facteur quatre ;
- le Haut Conseil de la Science et de la Technologie, sous la présidence de S. Feneuille, a déploré un déficit d'arbitrage entre technologies alternatives, proposé que l'énergie fasse l'objet d'un grand programme de recherche et recommandé la création de structures nouvelles pour l'élaboration de ce programme. Ce rapport paru en 2007 cite, à titre d'exemple, l'énergie photovoltaïque comme méritant un plus grand effort ;
- le Centre d'Analyse Stratégique (CAS) (organisme remplaçant le Commissariat au Plan) a publié un rapport élaboré sous la présidence de J. Syrota en septembre 2007.

Ce rapport met en cause la répartition de l'effort entre pays européens estimant que la France est un faible émetteur de CO₂ en raison de son mix de production électrique. Il insiste aussi sur la nécessité d'une meilleure évaluation économique des programmes de soutien aux énergies alternatives pour une meilleure utilisation des fonds publics. Il prend position sur quatre priorités pour la R & D Énergie : Biocarburants de 2^e génération, Réacteur nucléaire de génération 4, captage et stockage du CO₂, Bâtiments à énergie positive ;

- enfin, il faut citer l'importante prise de position du Conseil européen des 7 - 8 mars 2007 concernant la politique énergétique de l'Union européenne et visant à :
 - **réduire de 20 % la consommation totale d'énergie primaire de l'UE par rapport aux projections d'ici 2020**, soit une économie d'énergie de 13 % par rapport à 2006 en tenant compte de la croissance (gain estimé de 100 G€ et de 780 MtCO₂/an) ;
 - réduire de 20 % les émissions de GES d'ici 2020/1990 (voire 30 % si accords post Kyoto) *objectif contraignant global à répartir entre les États membres ;*
 - **porter en 2020 à 20 % de la consommation totale la part des énergies renouvelables (7 % aujourd'hui)**, objectif *contraignant global* à répartir entre les états membres. L'objectif de 21 % d'électricité issue de renouvelables en 2010 reste valable ;
 - **porter en 2020 à 10 % la part des biocarburants dans la consommation totale d'essence et de gazole** (objectif *contraignant* sous condition du caractère durable de la production et de l'émergence de biocarburants de seconde génération).

La Commission européenne a présenté le 23 janvier 2008 au Conseil et au Parlement de l'Union, un train de mesures destinées à atteindre ces objectifs. Ces mesures vont faire l'objet de négociations qui risquent d'être difficiles pour la France. La base de répartition de l'effort est le PIB. Elle ne tient pas compte des performances actuelles du système énergétique de chaque pays. Ainsi il est demandé à la France de porter sa part d'énergies renouvelables en 2020 à 23 % de sa demande d'énergie finale, au-delà de la moyenne européenne de 20 %.

La campagne en vue des élections présidentielles a montré que l'opinion publique était très sensible au respect de l'environnement et aux risques de changement climatique. Tous les candidats ont intégré ces questions dans leur programme.

2.5. Le Grenelle de l'environnement

Le Président de la République aussitôt élu, a décidé la réunion du « Grenelle de l'environnement » sorte d'états généraux réunissant les parties prenantes de la société civile et des administrations pour aboutir à des propositions, sinon consensuelles, du moins débattues en toute lumière, pour la protection de l'environnement et le développement durable. Ces propositions devraient rapidement aboutir à des mesures législatives ou réglementaires. Le ministre d'État, ministre de l'écologie, souhaite soumettre au Parlement les textes d'une loi d'orientation et d'une loi de programmation au printemps 2008.

Les questions qui concernent ce rapport ont été débattues par le groupe n° 1 créé par le « Grenelle » : « Lutter contre les changements climatiques et maîtriser l'énergie ». La synthèse des travaux de ce groupe, remise en novembre dernier, comprend plusieurs volets portant sur :

- l'habitat, le groupe propose d'aller très vite vers des bâtiments à haute performance énergétique et le recours obligatoire aux énergies renouvelables dans les bâtiments neufs ;
- l'énergie, le groupe propose d'adopter l'objectif de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie, en créant un plan concerté pour le développement de ces énergies, notamment celles considérées les plus matures, dont le solaire thermique et les plus prometteuses, dont le solaire photovoltaïque. La synthèse insiste sur l'intérêt de développer l'industrie solaire et celle du stockage de l'électricité.

Les mesures à prendre seront précisées par des comités opérationnels. L'un est chargé des énergies renouvelables. Sa lettre de mission lui demande de se pencher sur le développement des filières, notamment le photovoltaïque, dans le cadre d'un « Plan bâtiment soleil » centré sur l'intégration de l'énergie solaire dans le bâtiment et traitant les obstacles notamment réglementaires que rencontre cette intégration. Ses conclusions ont été rendues en avril 2008.

2.6. Les grandes lignes de la politique française en faveur de l'énergie solaire en 2008

Ce rapport va revenir plus en détails sur les mesures de soutien au développement de l'énergie solaire après la présentation des filières. Mais on peut noter à ce stade les grandes lignes de la politique nationale concernant les énergies renouvelables et, notamment, l'énergie solaire.

Parallèlement à sa position de champion de l'énergie nucléaire, la France a retenu de longue date une composante de diversification énergétique au sein de sa politique nationale de recherche et dans la construction de son parc énergétique. Un manque de continuité dans la politique de soutien n'a cependant pas permis un véritable envol de l'énergie solaire avant la fin du siècle dernier.

La directive européenne sur les énergies renouvelables de 2003 a servi de déclencheur à un programme plus ambitieux. Quoique les objectifs de cette directive étaient non contraignants et ne portaient que sur la production d'électricité, ce sont toutes les filières d'énergie renouvelable produisant de la chaleur et de l'électricité dont le développement a été lancé par la Loi POPE de 2005, avec un objectif de 10 % de la consommation énergétique nationale issus d'énergies renouvelables.

En ce qui concerne l'énergie solaire, c'est l'intégration de la conversion de l'énergie solaire dans les bâtiments qui est la voie principale d'insertion et de développement.

Le public a réagi très positivement aux incitations gouvernementales.

Le recours à l'énergie solaire devrait apporter sa part à ce que Jean-Louis Borloo, ministre d'État, ministre de l'écologie, a appelé la mutation écologique de la France. Il reste à continuer le développement des technologies solaires et leur mise en œuvre pour assurer à terme leur insertion technique, économique et industrielle dans la société française.

2.7. Bibliographie du chapitre 2

1. directive européenne 96/92/CE du 19 décembre 1996 « Règles communes sur le marché intérieur de l'électricité ».
2. directive européenne 2001/77/CE sur la promotion des énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.
3. loi 2000-108 du 10 février 2000 sur la transcription de la directive européenne de 1996 dans la législation française et la promotion des énergies renouvelables.

4. loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005, loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique dite Loi POPE.
5. MIES (2004) : La division par 4 des émissions de dioxyde de carbone en France d'ici 2050 : Introduction au débat, par Pierre Radanne, mars 2004.
6. Haut Conseil de la Science et de la Technologie, S. Feneuille : Avis sur l'effort scientifique et technologique de la France en matière énergétique.
http://www.hcst.fr/file/AVIS_ENERGIE.pdf
7. Centre d'Analyse Stratégique, Jean Syrota : Rapport « Les perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050 ». <http://www.strategie.gouv.fr/IMG/pdf/resume.pdf>
8. Communication de la Commission au Conseil européen et au Parlement européen, Bruxelles, le 10.1.2007 COM(2007) 1 : Une politique de l'énergie pour l'Europe {SEC(2007) 12}
<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:FR:PDF>
9. Grenelle de l'environnement : Rapport du groupe n°1 Lutter contre les changements climatiques et maîtriser l'énergie. Décembre 2007.
http://www.legrenelle-environnement.fr/grenelle-environnement/IMG/pdf/G1_Synthese_Rapport.pdf
10. Proposition de décision du Parlement Européen et du Conseil relative à l'effort à fournir par les États membres pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre afin de respecter les engagements de la Communauté en matière de réduction de ces émissions jusqu'en 2020.
11. {COM(2008) 30 final}{SEC(2008) 85} Bruxelles, le 23.1.2008.
12. Proposition de Directive du Parlement Européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.
13. COM(2008) 19 final 2008/0016 (COD) Bruxelles, le 23.1.2008.

3. Les ressources en énergie solaire

3.1. Forces et faiblesses de l'énergie solaire

Dans ce rapport, deux voies d'utilisation de l'énergie solaire sont considérées : La conversion du rayonnement solaire en chaleur et la conversion directe en électricité. On ne traite pas des filières de conversion faisant appel à la photosynthèse.

Les avantages de l'énergie solaire sont universellement reconnus et parfois surestimés :

- c'est une énergie inépuisable, un énorme flux d'énergie solaire atteignant la Terre, où il maintient un environnement favorable à la vie ;
- l'utilisation de l'énergie solaire ne produit ni pollution ni déchets ;
- il n'y a pas de coût associé à la ressource lors de son utilisation.

Ces affirmations doivent cependant être nuancées : d'une part, le flux utilisable n'est qu'une faible part du flux primaire du soleil, d'autre part de la pollution et des déchets peuvent résulter de la fabrication des installations et de leur déconstruction. Il est incontestable, par contre, que le coût de l'énergie produite, s'il dépend de l'investissement initial et du coût de la maintenance, est totalement indépendant par la suite du coût des énergies fossiles.

Ces arguments qui ont été fréquemment vulgarisés depuis le premier choc pétrolier, ont séduit le public, qui accorde à l'énergie solaire une image très favorable, associée au respect de la nature, qu'elle pourrait partager avec l'énergie éolienne et l'énergie hydraulique, si elles n'étaient pas handicapées l'une par son atteinte aux paysages, et l'autre par son impact sur les populations et les écosystèmes.

Comme l'avait souligné Bernard Tardieu dans le rapport sur les énergies renouvelables présenté en 2003 à l'Académie des technologies, la politique énergétique d'un pays démocratique doit prendre en compte, à côté des mérites économiques et environnementaux d'une source d'énergie, sa valeur symbolique dans l'opinion du public qui est très haute en ce qui concerne l'énergie solaire.

Les faiblesses de l'énergie solaire sont au centre des défis que pose sa maîtrise aux ingénieurs. Ce sont :

- le rayonnement solaire à la surface de la Terre est important mais dilué : la quantité d'énergie disponible au m² est faible ;
- le rayonnement est intermittent : absent la nuit, il fluctue dans la journée avec la météorologie.

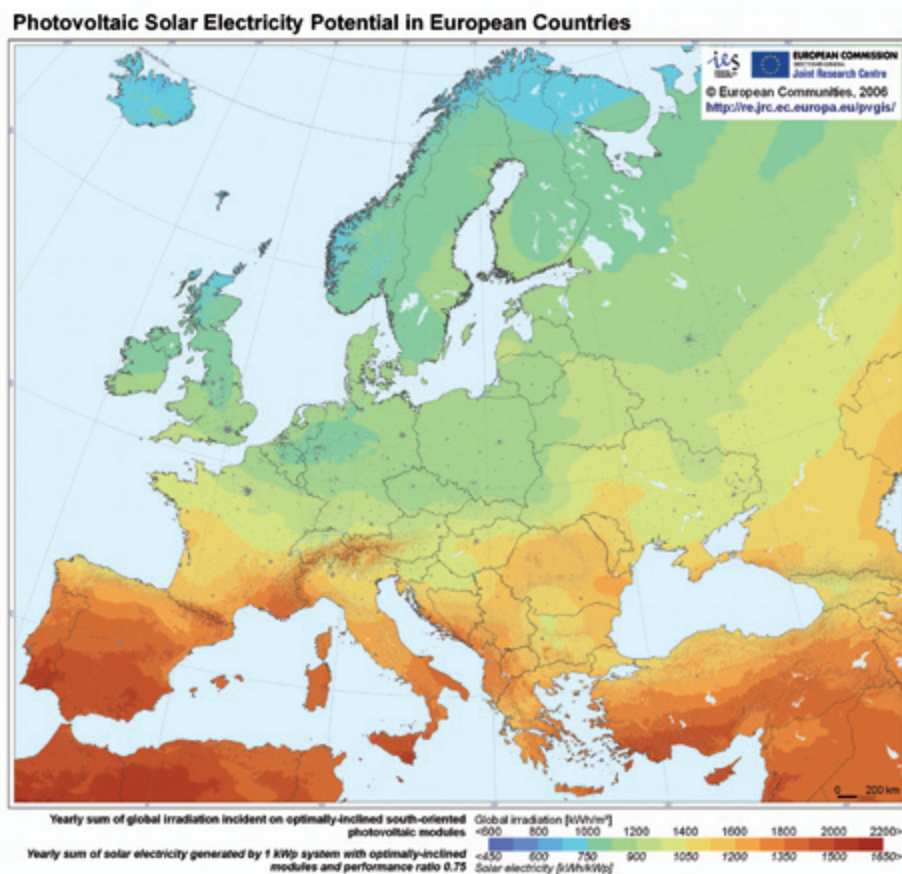
Ces caractéristiques imposent que les installations de collecte soient de grande taille. Leur productivité sera limitée. De plus, comme les installations de captation de l'énergie solaire sont évidemment en plein air, elles doivent résister aux intempéries sur de longues durées.

On aboutit au paradoxe de l'énergie solaire : en dépit d'une ressource gratuite, le coût de l'énergie résultant de l'amortissement de l'investissement initial est élevé.

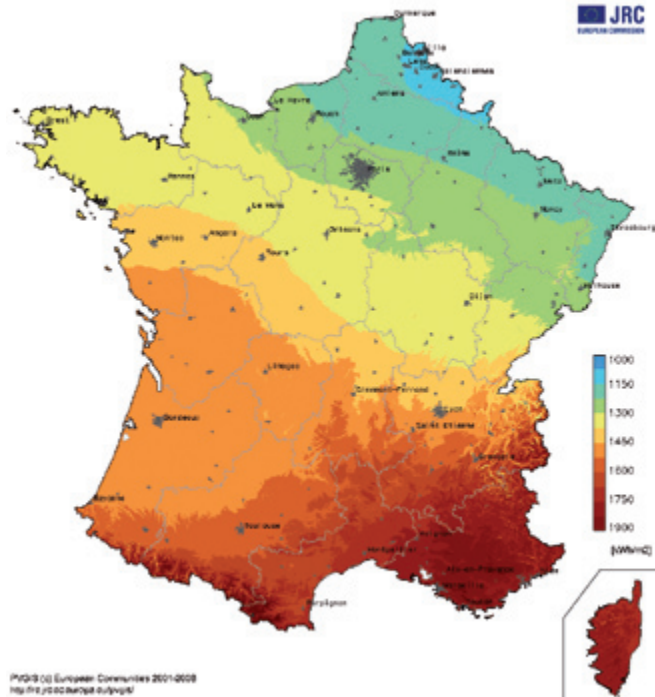
La connaissance des ressources en énergie solaire est donc importante pour comprendre les contraintes qui pèsent sur les technologies et justifient les choix de conception ou d'exploitation.

3.2. Distribution géographique de l'énergie solaire

L'énergie annuelle reçue à la surface de la Terre décroît de l'équateur vers les pôles et une partie est absorbée par les nuages. Même en se limitant aux régions habitées, l'énergie annuelle reçue au sol varie dans un rapport 3, de 700 kWh par m² au Canada et dans le Nord de la Scandinavie à 2 500 kWh par m² dans certains déserts secs.



Carte de l'énergie solaire reçue en Europe sur un plan tourné vers le sud avec l'inclinaison donnant le maximum d'énergie durant l'année. L'énergie reçue va de 700 kWh/m²/an dans le nord de la Scandinavie à 2 200 kWh/m²/an dans le sud de l'Espagne. PVGIS European Communities



Carte de l'énergie solaire reçue en France sur un plan tourné vers le sud avec l'inclinaison donnant le maximum d'énergie durant l'année. L'énergie reçue va de 1 000 kWh/m²/an à Lille à 1 900 kWh/m²/an sur la Côte d'Azur ou en Corse

L'énergie solaire reçue au sol comprend deux composantes : le rayonnement direct qui correspond à l'énergie provenant directement du soleil et reçue dans un angle solide très petit et le rayonnement diffus, obtenu par diffusion ou réflexion dans les nuages.

La part du rayonnement diffus ou réfléchi par les nuages, dans le rayonnement total annuel varie de 10 % dans les régions ensoleillées à ciel clair à 60 % ou plus dans les climats tempérés ou équatoriaux. Cette distinction est importante car un système utilisant la concentration de l'énergie solaire valorise en majorité le rayonnement direct. Par contre, un capteur plan pourra acquérir de l'énergie même avec un soleil voilé.

Enfin, les caractéristiques de la demande doivent être prises en compte.

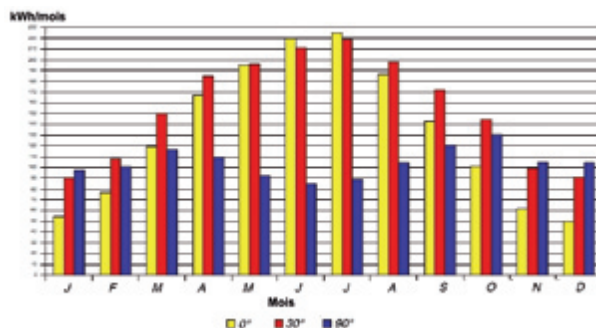
Il est évident qu'un générateur solaire produit plus aux basses latitudes. Mais il faut nuancer ce propos en fonction de l'utilisation de l'énergie produite. Par exemple, dans le cas des capteurs thermiques utilisés pour le chauffage en Europe, la demande au Nord est plus grande et plus

largement répartie dans l'année, la production solaire utile d'un même générateur est peu dégradée par rapport au Sud.

Enfin, les caractéristiques d'un capteur peuvent être choisies pour adapter sa production en fonction de la demande saisonnière : un capteur en façade sud aura une production d'hiver plus élevée qu'un capteur incliné, même si sa production annuelle est plus faible.

3.3. Distribution temporelle

L'alternance entre le jour et la nuit découpe le flux d'énergie en 365 périodes par an, elles-mêmes coupées par les passages nuageux qui suspendent le rayonnement direct et modulent le rayonnement diffus. Par exemple, l'énergie reçue directement du soleil dans le midi de la France est répartie en environ 3 000 périodes de temps indépendantes.



Énergie reçue par mois à Toulon sur un capteur à différentes inclinaisons, orienté plein sud
Capteur horizontal production annuelle de 1 600 kWh/m²/an, minimum en hiver 50 kWh/m²/mois
Capteur incliné à 30° sur l'horizontal, production maximale de 1 865 kWh/m²/an
Capteur vertical production de 1 250 kWh/m²/an, minimum en hiver 100 kWh/m²/mois
La position verticale donne la plus grande production l'hiver au prix d'une perte annuelle

Enfin, la répartition saisonnière est très dépendante de la latitude : l'écart entre l'énergie mensuelle maximale reçue en été et celle reçue en hiver varie de 25 % à l'équateur à un rapport 10 dans les zones habitées les plus septentrionales.

3.4. Conséquences sur les systèmes de l'intermittence du rayonnement solaire

Plusieurs voies sont utilisées pour suppléer à l'intermittence du rayonnement solaire :

– le stockage de l'énergie produite, avec appel éventuel à une énergie d'appoint :

- pour de l'électricité produite directement, la seule solution disponible en pratique est l'utilisation d'accumulateurs électrochimiques. Cette voie est retenue dans tous les systèmes photovoltaïques autonomes ;
- la chaleur produite est généralement sous forme de chaleur sensible d'un caloporteur (eau, sels fondus, etc.), Cette voie est retenue dans les systèmes de production d'électricité par conversion thermodynamique ;
- le stockage peut être reporté sur le produit final du système : les pompes solaires accumulent l'eau pompée dans un réservoir en surface. Le chauffe-eau solaire stocke l'eau réchauffée dans un cumulus. Dans l'habitat, un capteur solaire peut réchauffer une dalle de la structure du bâtiment qui libérera progressivement cette énergie ;
- le stockage apporte une certaine continuité de la fourniture d'énergie, mais il peut aussi assurer une optimisation de la gestion de l'installation solaire en tenant compte de la valeur économique, fonction de la date et de l'heure, de l'électricité utilisée en complément.

– l'apport de l'énergie produite, dans un réseau :

- le système solaire peut apporter son énergie dans un réseau qui, grâce à d'autres moyens de production, comblera les manques de production. Cette voie a permis le développement de la production d'énergie solaire photovoltaïque dans plusieurs pays industrialisés.

3.5. Les outils de modélisation et de prédiction

Si l'ingéniosité des promoteurs de l'énergie solaire a permis de contourner les contraintes de l'intermittence, elles pèsent néanmoins lourd dans la complexité et le coût des systèmes d'utilisation de l'énergie solaire.

Il a donc été nécessaire de développer des outils pour prendre en compte les caractéristiques de l'ensoleillement dans la conception des systèmes solaires. De tels outils sont actuellement disponibles avec une couverture mondiale. En effet, un consortium européen a permis la création de bases de données mondiales d'ensoleillement, acquises par satellite sur l'Europe et l'Afrique.

Les bases de données d'ensoleillement et de données météorologiques, ainsi que des outils de simulation sont disponibles sur Internet. Ils permettent le calcul du productible d'installations solaires et le dimensionnement du stockage des systèmes autonomes.

Par ailleurs, la gestion de la contribution de systèmes solaires à des réseaux électriques exigent des outils pour l'évaluation du foisonnement de la production de générateurs dispersés géographiquement, ainsi que des outils de prédiction d'ensoleillement à 24 ou 48 heures.

En France, leur développement est moins avancé, la priorité ayant été logiquement apportée à l'énergie éolienne. L'ADEME, METEO FRANCE et RTE collaborent pour développer de tels outils.

L'état de l'art en ce qui concerne l'énergie éolienne permet d'espérer que les études comparables concernant l'énergie solaire, seront couronnées de succès.

3.6. Bibliographie du chapitre 3

14. Development of a Next Generation Wind Resource Forecasting System for the Large-Scale Integration of Onshore and Offshore Wind Farms, ANEMOS Project
<http://anemos.cma.fr/>
15. Overview of the SoDa Service. <http://www.soda-is.com/>
16. TECSOL.SA Outils de dimensionnement en ligne d'installations photovoltaïques,
<http://www.tecsol.fr/spv/default.htm>
17. Joint Research Center Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) & SOLAREC
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

4. L'énergie solaire et le bâtiment

4.1. Le contexte national de l'énergie dans le bâtiment

Le secteur du bâtiment est en France le plus gros consommateur d'énergie finale parmi tous les secteurs économiques, avec **70 millions de tonnes d'équivalent pétrole**. Soit 43 % de l'énergie finale totale et 1,1 tonne d'équivalent pétrole consommée annuellement par chacun d'entre nous. Cette énergie consommée entraîne l'émission de **120 millions de tonnes de CO₂** représentant 25 % des émissions nationales et 32,7 millions de tonnes de carbone.

Aussi, dès le premier choc pétrolier, la politique nationale de l'énergie a prévu un effort de réduction de la consommation d'énergie fossile dans le bâtiment. Cet effort a entraîné l'évolution de la réglementation thermique de l'habitat. Un logement neuf actuel consomme environ 25 % de ce que consommait un logement de surface égale en 1975.

Cependant, la consommation énergétique dans les logements et les bureaux a augmenté de 30 %, durant ces 30 dernières années en France, en raison :

- du fort accroissement (proche de 40 %) du parc de logements ;
- de l'augmentation de la surface moyenne occupée ;
- d'un confort accru ;
- du développement des usages de l'électricité.

Ce secteur est lent à évoluer en raison de l'importance de son stock : près de 30 millions de logements et plus de 900 millions de m² de bâtiments tertiaires chauffés. Le flux annuel de construction (500 000 logements en 2007 et 14 millions de m² de bâtiments tertiaires chauffés) est insuffisant pour modifier rapidement les caractéristiques du parc. La réhabilitation du parc existant est une nécessité, mais est beaucoup moins sensible à une politique volontariste que ne l'est la construction neuve.

Cependant, face à une demande politique de réduction par un facteur quatre des émissions de gaz à effet de serre (GES), le secteur du bâtiment apparaît comme le secteur le plus prometteur, celui de l'industrie ayant fait déjà des progrès très importants et celui des transports se heurtant à la place prise dans la vie de chacun par l'automobile et le transport routier, qui marque profondément la société. Le groupe de travail « Économies et substitutions d'énergie dans le bâtiment » partage ce diagnostic.

La consommation moyenne annuelle d'énergie du secteur du bâtiment est proche de **400 kWh d'énergie primaire par m² chauffé** (Voir annexe 6). La consommation moyenne annuelle d'éner-

gie primaire des résidences principales s'élève à 240 kWh/m² pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, soit 164 kWh/m² d'énergie finale. La contrainte de réduction des émissions de GES, mais également la hausse inéluctable du coût de l'énergie liée à l'épuisement progressif des ressources, nécessiteront de parvenir à une consommation moyenne annuelle d'énergie primaire de l'ordre d'une **centaine de kWh/m² en 2050 pour l'ensemble des bâtiments** en service, dont environ 50 kWh/m² d'énergie primaire pour les usages de chauffage de locaux et de l'eau chaude sanitaire.

La réduction des émissions de gaz à effet de serre pourrait être atteinte, d'abord par la réduction des besoins de chaleur ou d'électricité spécifique, mais aussi, par la substitution des énergies fossiles par des vecteurs énergétiques moins producteurs de GES: le gaz naturel, l'électricité nucléaire et les énergies renouvelables.

Compte tenu de l'importance de la production nucléaire en France, il serait tentant de considérer qu'à terme, l'énergie résiduelle demandée par les bâtiments après application de toutes les mesures d'économie, soit d'origine nucléaire. Il ne rentre pas dans le cadre de ce rapport, de discuter cette option mais, depuis 30 ans, tous les gouvernements de la France ont affiché une politique de diversification énergétique à côté du développement de l'énergie nucléaire.

C'est ainsi que les énergies renouvelables trouvent leur place dans la substitution d'énergies dans le bâtiment. Le rapport du Conseil général des ponts et chaussées, dit rapport Orselli [18], estime que la réduction par un facteur deux pourrait être atteinte par des technologies d'isolation ou de substitution (telle que fuel vers gaz naturel), mais que le passage au facteur quatre impose le recours aux énergies renouvelables. Le rapport du groupe de travail déjà cité, reconnaît un rôle important à l'énergie solaire dans cette voie.

Depuis toujours, le rayonnement du soleil a contribué au confort ou à l'inconfort du bâtiment et a été pris en compte dans l'architecture traditionnelle. Avec les technologies nouvelles, le bâtiment présente plusieurs atouts pour l'utilisation de l'énergie solaire :

- il peut utiliser directement la chaleur reçue du soleil recueillie à travers, ou sur ses parois ;
- il apporte des surfaces gratuites pour placer des capteurs de rayonnement, qui peuvent jouer un rôle dans la construction comme éléments de toitures ou de façades ;
- il permet une intégration visuelle des capteurs, évitant de placer un objet technique de plus dans la nature, comme les éoliennes, les lignes électriques ou téléphoniques.

Enfin, dans le bâtiment, l'énergie solaire se place en continuité avec les économies d'énergie, les apports d'énergie solaire venant réduire la demande d'énergie fossile quand les technologies d'économie sont opérantes ou trop coûteuses.

4.2. La chaleur solaire dans le bâtiment

Plusieurs voies ont été étudiées pour utiliser la chaleur solaire dans l'industrie : le chauffage d'eau pour des procédés à basse température, le séchage de produits agricoles ou de minerais, sans qu'il n'y ait de pénétration appréciable d'un marché industriel.

C'est le domaine du bâtiment : habitat, tertiaire et industriel, qui a suscité un gros effort de développement et la création d'un marché pour la production d'équipements et leur installation.

4.2.1 Le solaire passif

Une première approche de l'utilisation de l'énergie solaire a été d'optimiser les apports du soleil par la géométrie du bâtiment, la répartition des ouvertures ou des dispositifs passifs comme des serres accolées. Cette approche est celle de l'architecture bioclimatique ou architecture solaire passive. Expérimentale vers 1980, elle a été intégrée dans la pratique des architectes et est encouragée par la réglementation thermique (RT) qui tient compte maintenant des apports solaires, alors que les premières RT ne considéraient que les pertes des vitrages. Quoique cela soit moins aisé, l'application de telles mesures est possible aussi en réhabilitation thermique par le remplacement des baies vitrées et l'adjonction de serres. Dans tous les cas, il faut prendre en compte le confort d'été pour éviter la catastrophe énergétique d'un rafraîchissement faisant appel à l'énergie électrique.

Un projet de l'Union européenne, SOLGAIN, vise à rassembler des statistiques sur les gains d'économie d'énergie résultant des apports solaires gratuits dans sept pays d'Europe. Le projet les estime entre 10 et 15 pour cent (11,5 % en Belgique, 13 % en Allemagne).

4.2.2 Les capteurs thermique solaires ou le solaire actif

La seconde approche fait appel à des capteurs spécifiques de rayonnement solaire, placés sur les parois opaques du bâtiment dans la logique technique suivante : en renforçant l'isolation des parois opaques, la sortie et l'entrée de la chaleur sont freinées, créant ainsi, avec le solaire actif, une double fonction (isolation et collecte d'énergie) de l'enveloppe.

Les capteurs placés en paroi de l'immeuble convertissent le rayonnement solaire en chaleur transportée à l'intérieur par un caloporteur (eau, rarement air) pour une application qui peut être la production d'eau chaude sanitaire, le chauffage, le rafraîchissement, ou leur combinaison.

Le composant commun à ces applications est le capteur solaire thermique. Son plus gros marché est celui des chauffe-eau solaires.

1. Structure
2. Joint d'étanchéité
3. Couverture transparente
4. Isolant thermique
5. Plaque absorbante
6. Tubes

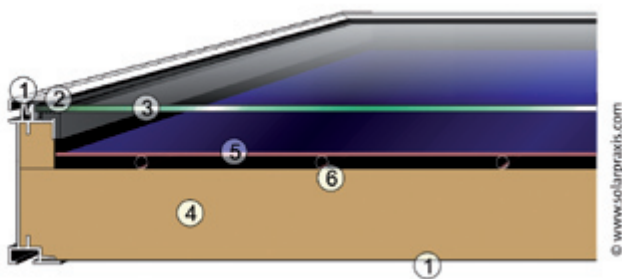


Schéma d'un capteur solaire thermique plan

4.2.3. La technologie du capteur

Le capteur le plus courant est une serre plate, similaire à un châssis de jardinier. La simplicité de cet équipement cache l'exigence imposée à ses constituants pour obtenir un bon rendement de conversion de l'énergie radiative :

- la glace avant qui préserve des pertes convectives et en infrarouge (IR) doit être en verre blanc, doté d'une couche anti-réfléchissante, éventuellement traité antisalissures et résistant aux chocs ;
- la surface réceptrice doit posséder des caractéristiques thermo-optiques lui assurant une bonne absorption du rayonnement visible et une faible émissivité en infrarouge ;
- l'absorbeur doit être en matériau bon conducteur de la chaleur, généralement du cuivre ou de l'aluminium ;
- enfin, l'isolation arrière doit limiter les pertes thermiques.

Le rendement de collecte décroît avec la température du caloporteur.

Il existe aussi des capteurs à double vitrage permettant d'augmenter la température du caloporteur, pour des applications spécifiques.

Une autre technologie fait appel à une isolation sous vide qui annule les pertes convectives.

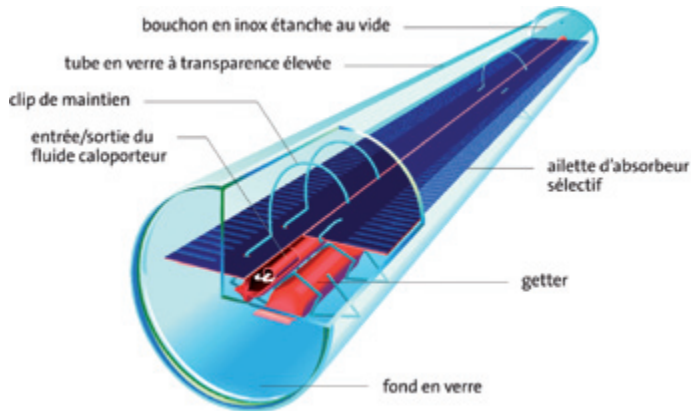


Schéma de capteur solaire thermique isolé par le vide

L'enceinte est un tube cylindrique avec un récepteur plan diamétral.

Ce capteur permet un rendement plus élevé à température égale donc une surface réduite. Il permet aussi de conserver un rendement acceptable à une température proche de 100 °C, adaptée au couplage avec une machine de rafraîchissement à absorption. Mais certaines réalisations font appel à ces capteurs pour réduire, à apport égal, la surface des capteurs en façade.

4.2.4. Le chauffe-eau solaire

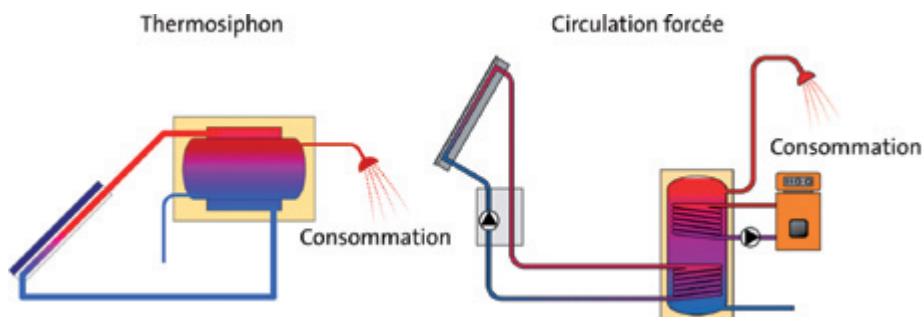
La consommation d'eau chaude sanitaire en France est de 46 TWh/an en énergie finale soit 4 Mtep et en moyenne 1 850 kWh/an par ménage. Elle augmente en valeur absolue de 0,5 à 1 % par an, n'ayant pas profité des incitations aux économies d'énergie dans le bâtiment. Dans les immeubles futurs à basse consommation [50 kWh/m²/an], elle pourrait atteindre un tiers de la consommation de chaleur du logement.

La chaleur solaire est bien adaptée à cette application :

- le capteur est fixe, monté sur la toiture ou les murs du bâtiment ;
- le niveau de température requis est modeste, compatible avec un capteur simple.

La part d'énergie économisée dépend de la surface du capteur et du climat local. La surface est limitée par le coût. Pour éviter le débordement d'énergie en été, il est raisonnable de limiter à 65 % la production solaire annuelle dans la consommation, le complément étant apporté le plus souvent, par un branchement sur l'électricité.

En dehors du capteur, le chauffe-eau solaire comprend un ballon de stockage, une pompe de circulation, des tuyauteries et des organes de régulation. Dans les climats chauds, le ballon peut être placé au dessus du capteur, la circulation s'effectuant par thermosiphon.



Les deux configurations de chauffe-eau solaire. Le montage en thermosiphon est bien adapté aux climats méditerranéens ou tropicaux. Le montage avec circulation forcée et chauffage d'appoint est la version la plus courante en France métropolitaine

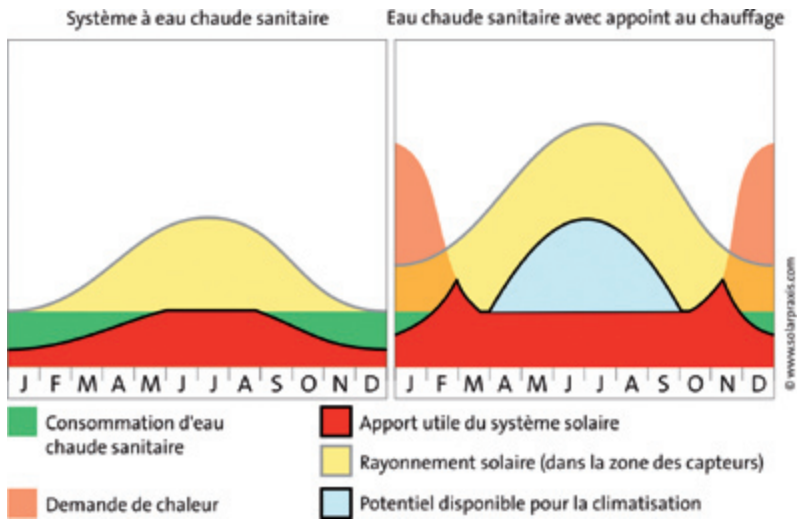
Comme pour le capteur, il ne faut pas négliger la complexité et les exigences techniques, qui dépassent celles des dispositifs de chauffage courants. La difficulté est que le montage est effectué non en usine, mais sur le chantier et dans des lieux inhabituels pour les plombiers ou chauffagistes comme les toits et les combles.

On lit dans les journaux techniques que les performances de l'installation dépendraient pour une large part de la conception et de la réalisation du système.

4.2.5. Le chauffage solaire du bâtiment

Le chauffage solaire du bâtiment fait appel à des capteurs similaires à ceux des chauffe-eau mais avec des surfaces par logement plus grandes. La chaleur peut être distribuée par des radiateurs à eau chaude ou des planchers ou plafonds chauffants. L'utilisation de la chaleur solaire pour le chauffage du bâtiment demande le recours à une forme de stockage.

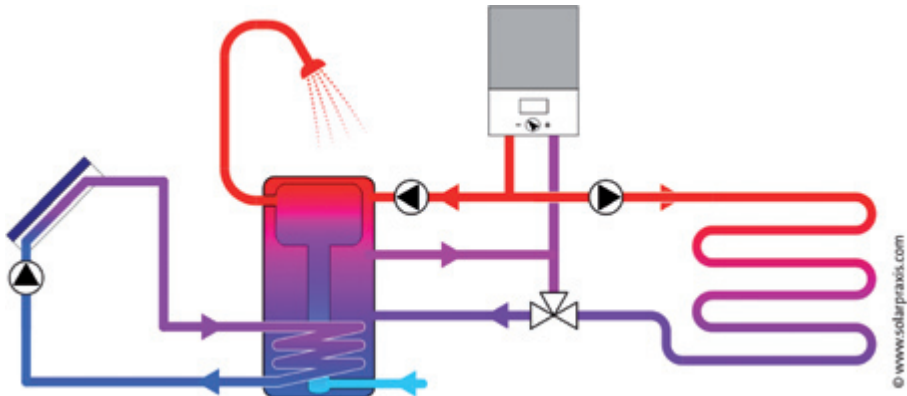
La première approche a été d'utiliser un grand ballon de stockage d'eau. L'encombrement et le coût de cette solution n'ont permis qu'une diffusion confidentielle en France. En Scandinavie, des stockages à ambition intersaisonnière, ont été construits avec de grands stockages d'eau en sous-sol.



Les graphes ci-dessus montrent l'utilisation de la chaleur solaire dans les deux configurations

- dans un chauffe-eau, l'énergie d'hiver est réduite et celle d'été est en excès.
- dans un système combiné : chauffe-eau et chauffage, la chaleur solaire est en excès en été, mais est bien valorisée en demi-saison. Dans un système combiné incluant le rafraîchissement, la chaleur solaire n'est jamais en excès.

Une solution qui a donné lieu à une diffusion commerciale en France utilise le stockage dans une dalle de béton qui est un plancher de la maison. Le « plancher solaire direct » transfère la chaleur solaire de la journée vers la nuit suivante, le complément étant assuré par une cheminée à bois ou un convecteur électrique. Les meilleurs planchers chauffants apportent 40 à 60 % des besoins de chauffage. Cette solution est difficilement utilisable dans l'habitat collectif.



Installation combinée de production d'eau chaude sanitaire et de chauffage solaire par la technique du plancher solaire direct

Les constructeurs de systèmes solaires allemands attachent beaucoup plus d'importance que les constructeurs français aux composants de stockage. Les développements ont porté d'une part sur le stockage dans le sol à côté ou sous les bâtiments, et d'autre part sur l'utilisation de matériaux à changement de phase. De tels matériaux permettent le stockage et le déstockage à température fixe, pouvant ainsi améliorer le rendement du capteur solaire. Ils entrent également dans les outils à la disposition des concepteurs d'architecture bioclimatique en permettant d'augmenter l'inertie de composants du bâtiment avec des volumes et des masses plus faibles. Ces matériaux ont été étudiés en France au début des années 80 par le CNRS à Sophia-Antipolis en vue de l'utilisation de l'énergie solaire. Leur mise en œuvre, étudiée par l'École nationale supérieure des mines de Paris, a suscité la création de la société CRISTOPIA, devenue une filiale de CIAT, société spécialisée dans la ventilation et la climatisation. Il est surprenant que les applications aux bâtiments solaires soient maintenant passées sous silence.

4.2.6. Le rafraîchissement solaire

Le rafraîchissement solaire est aussi le parent pauvre des applications de l'énergie solaire dans les bâtiments en France. On peut mesurer l'écart avec les autres pays européens grâce au projet européen CLIMASOL qui, soutenu par le programme Altener, a réuni 7 Agences régionales de l'Énergie à travers l'Europe (Espagne, Portugal, Autriche, Allemagne, Italie, Grèce et France) ainsi que TECSOL et le Fraunhofer ISE de Fribourg. Ce projet avait pour but de favoriser l'utilisation des techniques passives de maîtrise des températures et de promouvoir les techniques de climatisation solaire. Le projet CLIMASOL a établi un inventaire des installations de climatisation solaire. Alors que la France présentait en 2004 moins de 10 installations de ce type, l'Espagne et l'Allemagne en présentaient chacune plusieurs dizaines.

Cette situation peut être rattachée à une politique d'économie de l'énergie remontant aux années soixante-dix, considérant que, dans le climat français, le rafraîchissement actif est un luxe inutile. La canicule de 2003 et ses conséquences sur la mortalité des personnes âgées allaient attirer l'attention sur la nécessité de maîtriser le confort d'été dans les établissements de soins et les structures d'accueil pour personnes âgées. Un décret de 2005 impose dans ces structures, l'installation d'une pièce rafraîchie en dessous de 25 °C. Mais la seule technologie disponible initialement était le climatiseur électrique, dont les ventes se sont beaucoup développées. Les industriels proposent aussi, maintenant, des pompes à chaleur (PAC) permettant le chauffage et la climatisation. Le décret du 13 novembre 2007 qui liste les équipements éligibles au crédit d'impôt de 50 % autorise, sous plusieurs conditions, les PAC air/air dont l'utilisation est le chauffage principal de logement, mais n'exclut pas une fonction de rafraîchissement¹.

Il est donc clair que le rafraîchissement actif entre dans les mœurs, à côté d'une utilisation vertueuse de l'électricité par les pompes à chaleur. Que peuvent offrir les technologies solaires ? La maîtrise du confort d'été est une contrainte forte de l'architecture bioclimatique, dans les constructions neuves, les conséquences de l'isolation accrue et des apports naturels doivent être soigneusement prises en compte, faute de voir les occupants avoir recours à des rafraîchisseurs électriques « pirates ».

Quand les solutions passives ne suffisent pas, le recours à des systèmes solaires actifs semble une idée de bon sens, puisque dans de nombreux climats, les périodes chaudes coïncident avec un fort rayonnement solaire. Toutefois, les technologies disponibles sont en retard vis-à-vis de celles des chauffe-eau et du chauffage solaires.

L'emploi de générateurs photovoltaïques pour alimenter une PAC électrique, n'a pas été considéré a priori pour des raisons économiques et pour la difficulté de stockage. Ce n'est toutefois pas une solution totalement impensable dans quelques décennies avec la décroissance attendue du coût des systèmes photovoltaïques. Dans l'immédiat, les installations réalisées, font appel à des groupes de production de froid à sorption, ou pompes à chaleur trithermes. Ces groupes produisent de l'eau glacée, à partir de l'eau chaude produite par des capteurs solaires plans ou isolés sous vide.

Deux types de pompes trithermes sont fabriquées industriellement :

– les machines à absorption utilisent les couples eau-bromure de lithium ou ammoniac-eau. Ces machines existent dans une gamme de puissance de 15 kW à 5 MW avec un COP (chaleur froide vs chaleur entrante) entre 0,6 et 0,75 à partir d'une température de 80 à 110 °C. Les grosses machines sont utilisées en grand nombre dans les climatisations d'immeubles d'affaires à partir de chaleur fournie par le gaz naturel ou les réseaux de chaleur ;

1. « Un été caniculaire, comme en 2003, sera à l'avenir un été moyen. » Jean Jouzel, directeur de l'Institut Simon Laplace, dans une interview au Journal du Conseil Régional d'Île de France mars-avril 2008

– les machines à adsorption utilisent les échanges thermiques associés à l'adsorption de vapeur d'eau par du silicagel ou des zéolithes. Ces machines de puissance 50 à 400 kW (COP de 0,5 à 0,7) acceptent une température d'entrée plus faible de 60 à 90 °C, bien adaptée aux capteurs solaires.

Les systèmes solaires utilisent généralement des capteurs solaires isolés sous vide. Les machines à sorption de faible puissance adaptées à des systèmes solaires, sont produites en petite série. Le coût des capteurs sous vide et celui des pompes trithermes conduisent dans l'immédiat à des systèmes loin de la compétitivité avec les climatiseurs électriques.

La revue Plein Soleil (Nov. 2007) a présenté une installation dans une maison de retraite prévue pour rafraîchir une salle de vie de 220 m². Les capteurs sous vide de 25 m², alimentent une machine à absorption de 13,4 kW de puissance frigorifique, fabriquée par la société allemande Phoenix. Le capteur produit 4 300 kWh entre le 1^{er} juin et le 31 août utilisés pour le rafraîchissement. Le complément de 8 300 kWh est reversé dans le chauffage à eau chaude. Le fonctionnement technique est sans reproche, mais le prix de l'installation a été de 78 800 €, alors que le prix des climatiseurs électriques aurait été d'environ 15 000 €. L'économie annuelle d'électricité de 1 100 € ne permet pas l'amortissement en un temps raisonnable.

4.3. Données économiques et industrielles sur les capteurs thermiques et les chauffe-eau solaires

Une brochure de l'ADEME indique un prix de 3 800 à 5 800 € pour un chauffe-eau solaire individuel (CSI), pose comprise, (3 à 5 m² de capteurs, ballon de 200 à 300 l). Le prix de la pose est variable, les installateurs peu expérimentés, prenant une marge de risque.

Un constructeur de maisons standardisées propose le chauffe-eau en option à 3 000 € avec une maison neuve.

D'après un constructeur, la part des matériaux et du transport représente 85 % du coût du capteur. Or, les matériaux, dont le cuivre, ont beaucoup augmenté. Malgré l'effet d'échelle, résultant de la croissance du marché, les prix ne décroissent pas autant qu'espéré.

Le Syndicat des Énergies Renouvelables estime toutefois qu'en 2010 les prix devraient décroître de 30 % avec un marché multiplié par 10. La plate-forme européenne sur le solaire thermique avance que, pour un chauffe-eau solaire de 4 m², le prix de 4 000 € en 2007 descendrait à 1 600 € en 2030.

Une installation de chauffage combiné dans une construction neuve coûterait de 10 à 15 000 €. C'est aussi le prix affiché en Allemagne où de tels systèmes occupent 5 % du marché des systèmes de chauffage.

4.4. Les acteurs du marché

Quatre sociétés, produisant en France, se partagent l'essentiel du marché :

- GIORDANO Industries depuis 1978, se dit premier fabricant français de chauffe-eau solaires. Il exporte vers les DOM, l'Allemagne et l'Europe du sud ;
- CLIPSOL depuis 1979, 6 000 installations en France, 100 000 m² installés, se dit premier fournisseur de chauffage solaire en France, de par sa technologie « Plancher solaire direct » ;
- VIESSMANN, société allemande, produit en Moselle, depuis 2005, des capteurs et des ballons (production 2007 : 375 000 m² et capacité de production en 2008 : 600 000 m²/an) ;
- DE DIETRICH et sa filiale OERTLI commercialisent des CESI et des capteurs plans, dont des composants intégrés en coopération avec Velux.

Plusieurs dizaines de sociétés proposent des installations, surtout des chauffe-eau individuels, moins souvent des chauffe-eau collectifs. Ce sont des sociétés chaudiéristes ou chauffagistes comme ELM Leblanc et Chaffoteaux et Maury, qui ne fabriquent pas les capteurs eux-mêmes. Ce sont aussi des importateurs ou des représentants de fabricants étrangers européens ou non. La question que soulèvent tous les responsables, est celle de la capacité des entreprises à répondre à la demande du marché en quantité et en qualité, notamment au niveau de l'installation des systèmes.

D'autant que les besoins en main d'œuvre et en formation sont grands. EDF considère en effet que son programme Bleu Ciel implique la formation de plusieurs dizaines de milliers d'entreprises partenaires et le syndicat professionnel envisage un effectif de 50 000 à 150 000 ouvriers et techniciens dans les filières liées aux économies d'énergie et aux énergies renouvelables dans les dix prochaines années.

Les professions s'organisent avec le soutien de l'ADEME : une structure professionnelle QualitE-ner organise l'attribution de labels aux entreprises, le CSTB attribuant des avis techniques aux équipements. Mais beaucoup d'entreprises labellisées n'ont pas eu l'occasion d'exercer leur savoir-faire et QualitE-ner reconnaît en être à la formation des formateurs.

4.5. Progression du marché du solaire thermique en France

	Avant 1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Métropole	3	7	20	27	40	60	120	220
DOM	64	24	32	40	45	60	60	70
Total	67	31	52	67	85	120	180	290

Surface des capteurs solaires thermiques installés chaque année en France (en milliers de m² installés)

La surface installée par an a augmenté de 50 % chaque année de 2003 à 2006. L'objectif fixé par la Loi POPE pour 2010 est de 200 000 CES et 50 000 systèmes combinés représentant 1 000 000 de m² de capteurs. Le projet de PPI chaleur à l'étude prévoit l'installation de 1 560 000 m² en 2015.

Cependant l'estimation du marché en 2007, qui n'est pas encore exactement connu, est de 330 000 m², soit une croissance de 13 % seulement entre 2006 et 2007 rendant difficile d'atteindre l'objectif affiché par la loi POPE précédemment cité.

Il n'y a pas d'explication claire à cette rupture de croissance, également constatée en Allemagne. Cependant le journal Plein Soleil de Novembre 2007 a donné une répartition de cette croissance par type d'installations : Une légère croissance des chauffe-eau solaires individuels, une stagnation des systèmes combinés et une croissance de 50 % des systèmes collectifs. Cela peut s'interpréter comme une attitude d'attente des particuliers, mais un engagement accru des institutionnels : communes, gestionnaires d'HLM et administrations. L'auteur de l'article suggère que les particuliers sont découragés par des prix trop élevés proposés par les installateurs, alors que les institutionnels obtiennent des prix plus favorables.

Les installations de 2006 en métropole se répartissent ainsi :

- chauffe-eau solaires individuels : 150 000 m² pour 35 000 installations ;
- systèmes solaires combinés : 51 000 m² pour 5 000 installations ;
- installations collectives : 22 000 m².

	2002	2003	2004	2005	2006	Objectif 2010
Métropole	57	97	157	277	497	
DOM	160	205	265	325	395	
Total	217	302	422	602	892	2800

Surface cumulée des capteurs solaires thermiques installés (en milliers de m²)

Au-delà, le projet de PPI chaleur à l'étude conclut à un parc de 8 800 000 m² en 2015. Avec les réserves faites précédemment.

Le tableau suivant, communiqué par le Syndicat des Énergies Renouvelables, précise l'état de développement du solaire thermique en France vis-à-vis d'autres pays européens. Le tableau suivant est relatif aux capteurs thermiques pour la production d'eau chaude.

Surface en m ²	Marché 2005 (m ²)	Croissance 2004-2005 en %	Surface cumulée pour 1 000 habitants
Allemagne	980 000	26	86
Autriche	240 000	25	319
Grèce	221 000	03	274
France	165 000	46	15
Espagne	107 000	19	13

Les premières places reviennent à l'Allemagne pour la surface totale, à l'Autriche pour la surface de capteurs par habitant et la France pour la croissance de son parc. Dans l'Union européenne, l'objectif du Livre Blanc de 1997 pour 2010 était de 100 millions de m², les tendances actuelles pour 2010 ne dépassent pas 30 millions de m².

La comparaison entre la France et l'Autriche, qui n'est pas particulièrement ensoleillée, montre qu'une marge de développement importante existe pour la France.

4.6. Incitations publiques pour le développement du solaire thermique

Les incitations publiques seront présentées au chapitre 6. Comme on l'a remarqué, les modalités d'incitation semblent moins favorables que celles en faveur du photovoltaïque.

De l'avis des professionnels, elles ne garantissent pas toujours la rentabilité de l'investissement.

On compte donc sur la réglementation thermique du bâtiment pour imposer l'implantation de l'énergie solaire thermique dans le bâtiment.

4.7. Perspectives

Plusieurs facteurs laissent envisager un développement des chauffe-eau solaires au niveau envisagé par les textes officiels, malgré un petit accident de parcours en 2007 :

- la croissance continue de la demande d'eau chaude sanitaire et sa part relative croissante dans l'énergie nécessaire dans des logements consommant peu pour le chauffage ;
- le durcissement de la réglementation thermique (RT) du bâtiment, qui prévoit de déduire la production locale d'énergie dans le bilan d'énergie du bâtiment. Dans le cadre de la RT 2010, le choix du chauffe-eau solaire devrait s'imposer dans la majorité des cas pour respecter le plafond autorisé ;
- enfin, le chauffe-eau solaire peut trouver sa place dans la rénovation des bâtiments.

L'avenir du chauffage solaire paraît aussi acquis dans la rénovation thermique, mais, dans les bâtiments neufs à très basse consommation (moins de 50 kWh/m²/an), il entre en concurrence avec des solutions relevant de la conception architecturale (baies, serres). Toutefois, même dans ce cas, les capteurs actifs peuvent trouver leur place pour contribuer au rafraîchissement en l'été, leur production d'hiver étant reversée sur le système de chauffage.

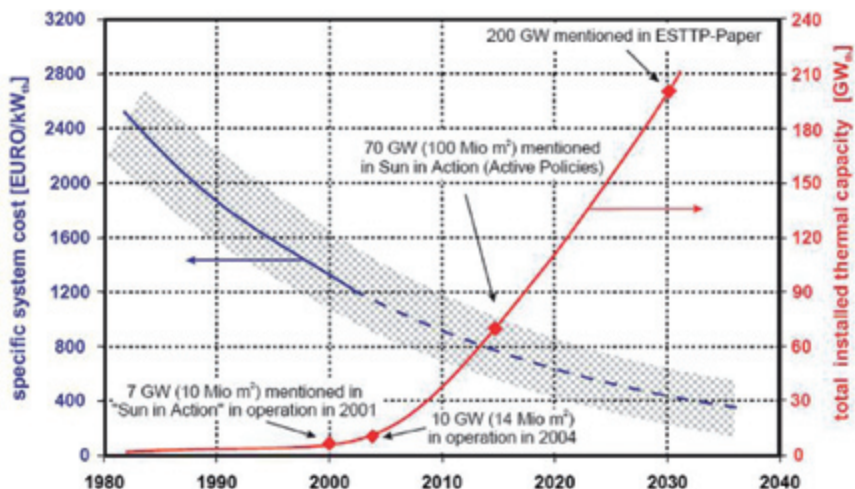
Une plate-forme sur le solaire thermique, créée par l'Union européenne, est chargée de mener des réflexions prospectives et de proposer des axes de recherche. Elle envisage que 50 % des besoins thermiques des bâtiments des pays membres pourraient en 2030 être d'origine solaire.

Les membres de cette plate-forme ont publié un document « Solar Thermal vision », qui présente une version particulièrement optimiste du développement du solaire thermique dans le bâtiment pour économiser les énergies fossiles et limiter les émissions de gaz à effet de serre.

Ce document présente une estimation de la courbe d'apprentissage des chauffe-eau solaires en Europe centrale, qui est reproduite ci-après. En gros, le prix rapporté au m² de capteur est divisé par 2 quand la production cumulée est multipliée par 10. Ce sera le cas dans les vingt prochaines années.

D'après le graphe suivant, un chauffe-eau de 4 m² coûterait actuellement 4 000 € et seulement 1 600 € en 2030, les installations cumulées atteignant près de 300 millions de m².

Les auteurs précisent qu'en Europe du sud les chauffe-eau seraient déjà compétitifs en raison d'un meilleur ensoleillement et d'un climat plus tempéré.



Évolution des coûts et du cumul des installations pour des petits systèmes solaires thermiques avec circulation forcée en Europe centrale (Solar Thermal Vision)

4.8. Les recherches sur le solaire thermique dans le bâtiment

Contrairement au solaire photovoltaïque, les recherches sur les technologies liées au solaire thermique n'ont pas été très actives durant les quinze dernières années. Il est symptomatique que la plate-forme européenne sur le solaire thermique ait été créée seulement en 2006. Mais une relance est sensible à la Commission européenne et en France.

Les axes de recherche les plus marquants proposés dans le document Solar Thermal Vision sont les suivants :

- les capteurs thermiques appellent des recherches sur leur intégration dans le bâti, les nouveaux matériaux et les méthodes de fabrication. Un intérêt nouveau serait porté aux capteurs à température élevée et à haut rendement pour les associer à des systèmes complexes ;
- le stockage de chaleur dans des immeubles isolés devrait être développé pour mieux valoriser l'énergie solaire. L'objectif est d'augmenter la densité d'énergie avec l'objectif de multiplier cette densité par 8 (par rapport à l'eau) dans les trente prochaines années. Une isolation accrue permettrait d'envisager un stockage intersaisonnier. De nouveaux matériaux et concepts doivent être considérés : matériau à changement de phase, stockage thermo-chimique, stockage intégré dans les composants du bâtiment. Enfin, l'appel à des stockages souterrains doit être considéré en liaison avec des réseaux de chaleur ;

- les systèmes de climatisation. Le développement de petites machines de refroidissement utilisant un apport thermique a été négligé en raison de la domination du marché par les petits climatiseurs électriques. Il y a un besoin pour des petites unités frigorifiques avec une puissance unitaire de 2 à 5 kW. Ces machines peuvent relever des différents concepts étudiés depuis des années : absorption liquide-gaz et adsorption solide-gaz.

En France, deux appels d'offres de recherche de l'ANR concernent le solaire dans l'habitat :

- le programme HABISOL pour Habitat Intelligent et SOLaire, se substitue aux programmes « PRE-BAT Briques Technologiques » et « Solaire photovoltaïque » de l'ANR. Il vise à développer des technologies pour parvenir aux objectifs nationaux de diversification énergétique et de réduction des émissions du secteur du bâtiment.

Aucun axe de recherche de ce programme ne concerne les systèmes thermiques solaires, si ce n'est par le biais de l'intégration dans le bâtiment. Par contre, le solaire photovoltaïque est considéré à tous les niveaux : matériaux, photopiles, modules et systèmes.

- autre programme de l'ANR : « ANR Stock-E » concerne tous les types de stockage d'énergie : électricité, chaleur et énergie mécanique.

Ce programme vise le développement de technologies pour les applications mobiles ou stationnaires et, notamment, celles liées aux énergies renouvelables. Son intérêt pour l'énergie solaire est essentiel, car il laisse espérer de s'affranchir à terme du handicap de l'absence de soleil la nuit.

L'appel d'offres sur le stockage de l'électricité porte sur les batteries et les supercondensateurs, y compris sur des systèmes prospectifs.

En ce qui concerne le stockage de chaleur, il est lié aux énergies renouvelables et l'utilisation de chaleur fatale d'installations industrielles. Il comprend le stockage de fluides frigorifiques ou chauds à des températures atteignant 200 °C. Sont pris en compte le stockage de chaleur sensible dans des réservoirs, des aquifères ou des roches et le stockage sous forme de chaleur latente de transition de phase. Enfin, des systèmes à sorption peuvent être à la base de stockage qui, séparant les réactifs, sont sans perte thermique pendant la durée du stockage.

L'INES a annoncé des axes de recherche recoupant ceux proposés par la plate-forme européenne. Ce sont : capteurs et stockage, intégration au bâti, mesures et performances.

Pour les capteurs, l'INES s'intéresse particulièrement à :

- l'usage de matériaux polymères pour réduire les coûts des capteurs ;
- le rafraîchissement par des machines à absorption ;
- le stockage dans des matériaux à changement de phase.

L'INES met aussi en œuvre un programme de bâtiments démonstrateurs instrumentés.

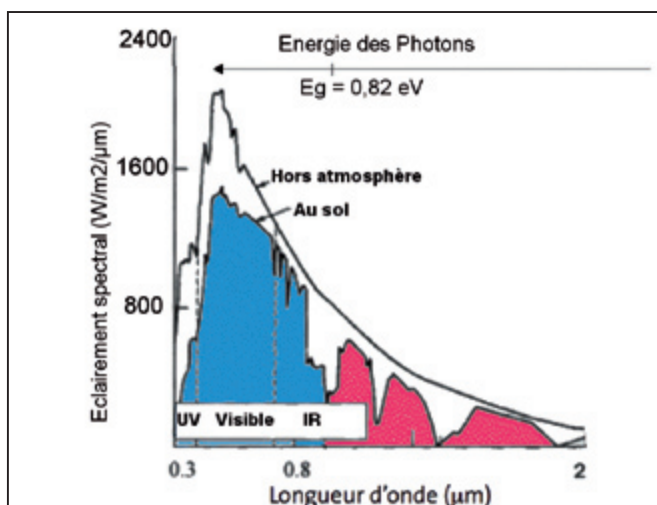
4.9. Bibliographie du chapitre 4

18. Rapport Économies et substitutions d'énergie dans les bâtiments CGPC 12807 Jean Orselli,
Ingénieur général des ponts et chaussées
19. Les consommations d'énergie du secteur résidentiel et tertiaire DGEMP Observatoire de
l'énergie
<http://www.industrie.gouv.fr/energie/statisti/sommaire-residentiel-tertiaire.htm>
20. European Solar Thermal Technology Platform
http://esttp.org/cms/front_content.php

5. Énergie solaire photovoltaïque

5.1. La conversion photovoltaïque

De très nombreux matériaux sont photo-sensibles et beaucoup sont photo-conducteurs, c'est à dire que la lumière, flux de photons, y est convertie, en partie, en électrons quasi-libres. Mais le phénomène n'est efficace que dans les semiconducteurs où les photons d'énergie supérieure à un seuil, l'énergie de bande interdite, sont convertis en charges mobiles, électrons et trous. Hormis quelques observations préliminaires comme celle de A.E. Becquerel en 1839¹, puis quelques développements empiriques dans les années 1880 utilisant du sélénium amorphe, ainsi que CuO_2 et Ti_2S , il fallut attendre l'éclosion de la physique des semiconducteurs pour que la première cellule solaire en silicium voie le jour en 1941. Mais ce n'est qu'en 1954 qu'un rendement de conversion significatif (6 %), fut atteint.[21]



Le spectre solaire hors atmosphère et au sol. La fraction du spectre utilisable par un semiconducteur est indiquée en bleu (pour une bande interdite E_g de 1,5eV). Les photons de la zone rouge sont perdus. Ceux de la zone bleue ne fournissent au mieux que l'énergie E_g par photon

Le rendement d'une jonction est limité par le choix du semiconducteur, puisque celui-ci ne convertit pas les photons d'énergie inférieure à sa bande interdite et ne récupère au mieux que l'énergie de bande interdite avec les photons très énergiques. L'optimum de bande interdite se situe vers 1,5 eV (soit $0,82 \mu\text{m}$) et conduit à un rendement théorique maximum supérieur à 30 %, (rapport de l'énergie électrique et de l'énergie lumineuse incidente).

1. à qui est attribuée la découverte de l'effet photovoltaïque et non à Einstein en 1905 comme l'affirment un nombre croissant de publications. On ne prête qu'aux riches!

Pour produire un courant, le convertisseur doit être relié à des électrodes de façon dissymétrique afin qu'électrons et trous soient collectés préférentiellement par l'une ou l'autre des électrodes en fonction de leur charge. Cette dissymétrie est assurée en réalisant une jonction, par exemple en plaçant le semiconducteur entre deux métaux différents. Plus usuellement, on réalise soit des jonctions p-n par dopage d'un même semiconducteur (homojonctions), soit des hétérojonctions avec deux semiconducteurs différents.

Le mécanisme de collection des charges induit une perte supplémentaire si bien que le rendement théorique maximum est d'environ 24 % pour le silicium (bande interdite 1,1 eV). L'association de plusieurs semiconducteurs permet de dépasser largement cette valeur, mais la limite théorique de la conversion photon-électron se situe encore bien au delà, vers 85 %, à comparer au rendement de Carnot (95 %).

Les rendements sont donnés dans des conditions précises d'illumination (en général pour le spectre dit AM 1.5) et de température (25 °C). Le rendement augmente légèrement avec l'illumination, d'où l'intérêt de concentrer la lumière solaire, et décroît avec la température (de 0,5 % par degré pour le silicium).

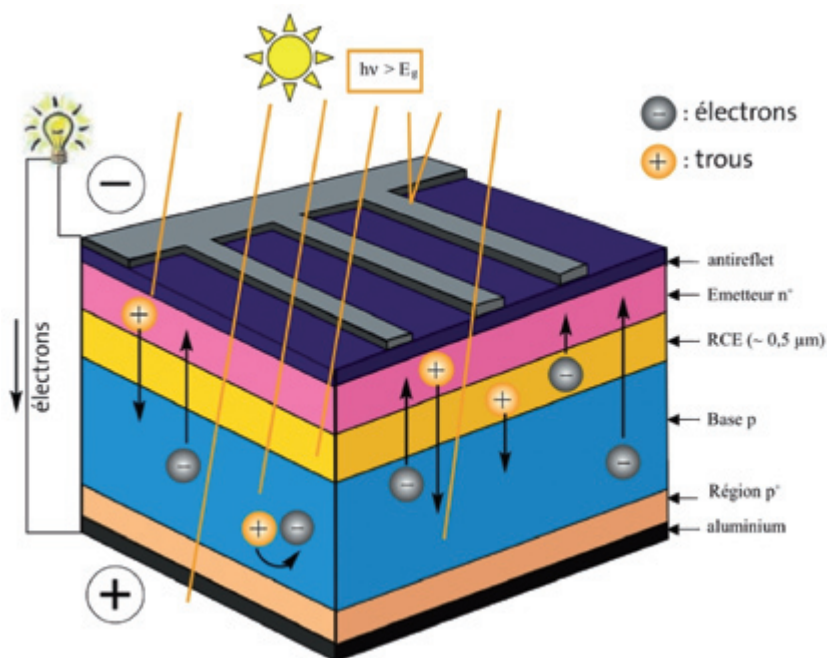


Schéma de principe d'une cellule en silicium cristallin [22]

5.2. Produits et filières

Quatre grands types de produits sont disponibles commercialement :

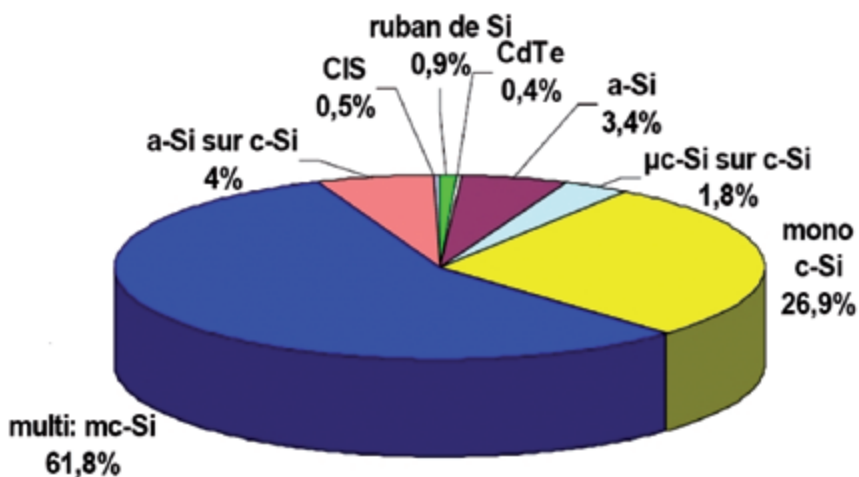
- les modules à base de silicium cristallin. Ce sont des panneaux plans avec la face avant en verre et contenant un assemblage de cellules connectées en série-parallèle. Ils sont le plus souvent de couleur bleue. Disponibles dans des tailles allant jusqu'à près de 2 m², ils constituent plus de 90 % du marché ;
- les modules à base de couches minces. Ils présentent en général une surface divisée en bandes de 1 cm environ de largeur. Ils sont légèrement moins chers à puissance égale mais aussi moins performants à surface égale. Ils ne représentent que 2 à 3 % du marché mais se développent très vite ;
- les membranes pour toiture. Encore peu répandues, ce sont des couches minces déposées sur substrats souples et insérées entre des couches polymères épaisses satisfaisant aux exigences de couverture de toits terrasses ;
- les systèmes à concentration, souvent destinés aux centrales photovoltaïques. Ils comportent des héliostats capables de suivre le soleil et sur lesquels sont disposés des modules composés d'un dispositif optique concentrant la lumière solaire sur des petites cellules de rendement élevé.

Deux types de produits nouveaux font leur apparition : les tuiles photovoltaïques susceptibles d'être insérées dans une toiture conventionnelle et les vitrages semi-transparents destinés à la couverture de vérandas ou de galeries.

Enfin, les applications spatiales constituent un domaine aux exigences spécifiques : faible rapport poids/puissance et bonne résistance aux radiations. Elles ont suscité des développements très performants mais peu susceptibles d'applications terrestres hormis dans les centrales photovoltaïques.

Ces différents produits sont réalisés à partir de grandes filières technologiques, dénommées par le semiconducteur constituant le matériau convertisseur :

- le silicium cristallin (c-Si), mono et multi-cristallin (§5.3) ;
- les couches minces (§5.4) qui comprennent trois matériaux :
 - le silicium amorphe (a-Si) et microcristallin ;
 - le tellure de cadmium (CdTe) ;
 - le di-séléniure de cuivre-indium (CIS ou CIGS lorsque du gallium est ajouté).



D'après Jean-Claude Muller

Répartition des différentes filières dans la production. Le silicium, monocristallin (c-Si), multicristallin (mc-Si), microcristallin (μ c-Si) ou amorphe (a-Si) représente plus de 90 %

Les développements récents issus de la recherche font appel à d'autres matériaux, le plus souvent en couches minces, tandis que les applications spatiales ont conduit à un développement spectaculaire, par ses performances, d'une filière basée sur l'arséniure de gallium et ses alliages.

5.3. La filière du silicium cristallin

C'est la filière historique et celle qui représente plus de 90 % du marché. Les cellules sont élaborées à partir de lingots, le plus souvent multicristallins², c'est à dire constitués de cristaux irréguliers dont les dimensions sont de l'ordre du cm. On réalise des plaquettes de 0,2 mm à 0,4 mm d'épaisseur par sciage des lingots. Les plaquettes sont ensuite transformées en cellules par une suite d'opérations : réalisation d'une jonction p-n par dopage (au phosphore lorsque le matériau de départ est de type p), réalisation des contacts sous forme de grille conductrice à l'avant et de contact uniforme à l'arrière. Une couche anti-reflets est déposée sur la face avant et les cellules sont ensuite assemblées en modules. Cette opération consiste à interconnecter les cellules, en série pour obtenir une tension adéquate pour l'utilisation et en parallèle pour obtenir la puissance désirée. Un vitrage constitue la face avant du module qui est encapsulé de façon étanche.

². il subsiste une production sur des plaquettes monocristallines, issues de la filière micro-électronique.

Une cellule commerciale type :

- dimension 12,5 cm x 12,5 cm ou 5 pouces (évolution vers 15 cm x 15 cm ou 6 pouces et au delà), épaisseur 0,25 mm, poids 10 g
- Tension en fonctionnement de l'ordre de 0,5 V et courant maximum de l'ordre de 4 A en plein soleil, soit 2,3 W en plein soleil et un rendement de 15 %.

Un module Photowatt PW1650 de 165 W, comprend 8 x 9 cellules et peut être utilisé pour des applications en 12 V ou en 24 V. Il pèse 18 kg et mesure 108 cm x 123 cm x 3,8 cm.

Cette filière, largement dominante sur le marché, doit affronter plusieurs handicaps. L'un est de principe : le silicium est un semiconducteur peu favorable aux applications optoélectroniques. Une particularité de sa structure de bandes électroniques se traduit en effet par une grande longueur d'absorption : il faut une centaine de microns de silicium pour absorber complètement le spectre solaire. Une telle épaisseur impose que la qualité cristalline et la pureté du matériau soient excellentes pour éviter que les charges électroniques créées par la lumière ne se recombinent avant d'atteindre leurs électrodes respectives. Le sciage des plaquettes, qui conduit à jeter la moitié d'un matériau de très haute qualité, apparaît dès lors comme le péché originel de la filière.



La filière du silicium cristallin : du lingot au module

L'autre handicap, conjoncturel celui-ci, tient à la pénurie de silicium qui sévit depuis quelques années et à la montée spéculative des prix qu'elle a entraînée. Le phénomène est lié à la rapide croissance de l'industrie photovoltaïque qui est devenue en quelques années la plus grosse consommatrice de ce matériau, devançant l'industrie électronique, dont elle avait pu se contenter d'acheter les rebuts. (cf. encadré). Cette situation engendre une éclosion de projets industriels visant la production à prix modéré d'un silicium « de qualité solaire », moins pur que celui qui est requis pour l'industrie électronique. L'industrie photovoltaïque devrait ainsi retrouver des conditions de disponibilité de silicium normales d'ici 2010. La France participe à ce mouvement avec SILPRO qui vise la production de 4 à 8 000 tonnes par an de silicium solaire et un projet

innovant, Photosil, qui développe un procédé de purification « métallurgique ». Fin 2007, le procédé était validé au niveau des principes mais sa compétitivité industrielle reste à démontrer du fait de la durée de la purification plasma en phase liquide qui influe fortement sur le coût final.

La pénurie de silicium : un problème conjoncturel?

L'industrie photovoltaïque est née dans le sillage de l'industrie électronique dont elle utilise les « wafers », plaquettes monocristallines de très haute pureté et de cristallinité parfaite, obtenues par les procédés de tirage Czochralski et de purification par fusion de zone. Les exigences du solaire sont pourtant différentes et des recherches ont très vite été entreprises pour produire un matériau spécifique moins cher, moins pur et surtout multi-cristallin, grâce à un procédé de fusion-solidification directionnelle. La charge de silicium peut alors se satisfaire de déchets, queues et têtes de lingots, ou de fragments de plaquettes.

Cette situation est devenue intenable lorsque la production photovoltaïque a approché les 2 GWc soit environ 30 000 tonnes de silicium par an, plus que l'industrie électronique. La spéculation sur le prix du silicium, passé de 25 \$/kg à 70 \$/kg - 200 \$/kg, a mis en difficulté nombre de fabricants à commencer par les plus petits et a entraîné une remontée du prix du Watt-crête, le matériau contribuant en effet pour 30 à 50 % du coût de la cellule.

Avec une perspective de croissance vers les 10 GWc-20 GWc par an, ou de 90 000 tonnes à 120 000 tonnes³ par an dans la prochaine décennie, la production de « silicium solaire » est devenue un débouché industriel intéressant (ce qu'elle n'était pas au niveau de 1 000 tonnes par an, d'où les échecs de plusieurs tentatives pour anticiper la crise présente). Cette situation engendre un éventail de nouveaux projets venant d'une part des producteurs traditionnels de silicium électronique (6 entreprises représentant 90 % du marché), d'autre part de nouveaux entrants, notamment en Chine où l'on dénombre une douzaine de nouveaux producteurs. [23]

Une partie des nouveaux producteurs va utiliser le procédé Siemens-Wacker, parfaitement maîtrisé et permettant d'atteindre des niveaux de pureté solaire ou électronique, grâce à une phase intermédiaire de distillation du trichlorosilane ou du tetrachlorosilane. Mais une autre approche peut s'avérer compétitive. Elle émane de la métallurgie du silicium et vise à passer du « silicium métallurgique » à la qualité solaire par des étapes de purification métallurgique.[24]

5.3.1. Les rubans de silicium

Une première approche pour limiter les pertes de silicium lors du sciage a consisté à élaborer directement un « produit plat » équivalent des plaquettes, en partant de silicium liquide. Plusieurs procédés de tirage en continu de rubans de silicium à partir d'un bain de silicium liquide ont été mis au point et quelques uns poursuivent encore une production à petite échelle. Leur intérêt semble limité car, relativement épais ($\sim 300 \mu\text{m}$), l'économie de silicium est modeste. Par ailleurs, ils s'insèrent difficilement dans les procédés de production de cellules très automatisés. Une variante, élaborée par SolarForce, procède par trempage d'un ruban de carbone dans un bain de silicium. Après brûlage du carbone, les deux rubans obtenus ont démontré leur capacité à obtenir des rendements de l'ordre de 10 % pour un coût acceptable. L'avenir de ces procédés dépendra de leur capacité à alimenter en produit plat les filières conventionnelles, à moins qu'ils ne réussissent à développer une technologie spécifique de fabrication de cellules pour bénéficier des avantages d'un processus continu.

Industriels	Produits	Production
Photowatt	Lingots, plaquettes, cellules, modules	40 MWc/an (Capacité)
Emix	lingots par tirage continu	150 tonnes (2006) – 450 tonnes (2009)
Tenesol	modules et systèmes	Modules : 20 MWc/an
Free Energy	Modules en silicium amorphes	0,6 MWc/an
Solems	Modules en silicium amorphe pour petites applications	
PEM (Ferro-Atlantica)	silicium métallurgique (pour des marchés non-photovoltaïques)	125 000 tonnes/an (3 usines en France)
Projets industriels :		
Photosil	lingots par voie métallurgique	Pilote 70 tonnes/an
Silpro	silicium charge	4 000 tonnes/an (2010?)
Alliance-PV	Cellules-modules	>100 MWc/an
SolarForce	ruban	Pilote

L'industrie française du silicium cristallin et amorphe

3. en passant de 10 g/Wc de silicium à 6 g/Wc grâce aux progrès sur le rendement, l'épaisseur de plaquette et par la récupération des boues de sciage.

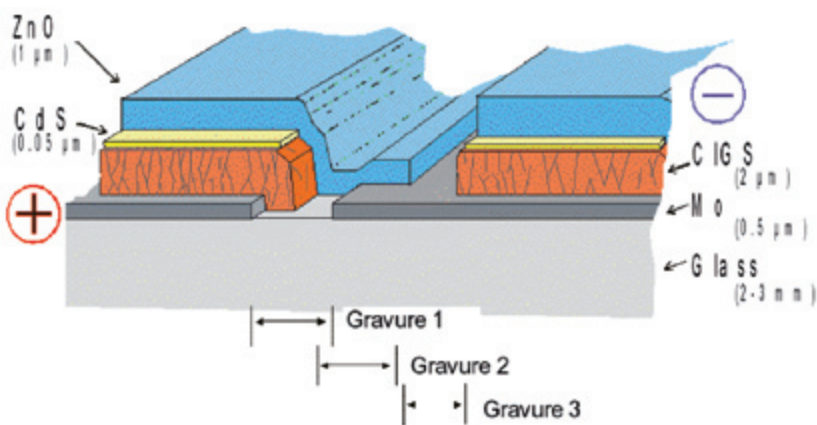
5.4. Couches minces

Dès les origines du photovoltaïque, les handicaps du silicium cristallin ont suscité une R & D intense en faveur de « couches minces », c'est à dire de matériaux semiconducteurs déposés sur un substrat.

Plus d'une centaines de composés semiconducteurs ont été étudiés, mais ce sont les deux composés CdTe et CuInSe_2 [ou CIS] connus depuis longtemps, qui restent les meilleurs candidats. En effet, les couches constituées avec la plupart des autres matériaux contiennent trop de défauts cristallins, les rendant impropres à la réalisation de cellules solaires efficaces. Le silicium était a priori exclu des filières en couches minces. Il est réapparu de façon inattendue avec la filière du silicium amorphe hydrogéné et plus récemment, sous forme micro-cristalline dans le procédé développé par la société allemande CSG [25]. Finalement, ce sont donc trois filières qui constituent cette « seconde génération » de cellules photovoltaïques.

Les cellules en couches minces peuvent être réalisées en déposant le matériau actif soit sur la face avant transparente du module soit sur un substrat opaque constituant la face arrière. Les étapes de réalisation du premier type de modules sont les suivantes :

- fabrication d'un verre recouvert d'une couche transparente et conductrice (propriétés contradictoires !) constituée d'une couche d'un oxyde métallique (Oxyde Transparent Conducteur ou OTC), oxyde d'étain, d'indium-étain, ou encore de zinc, rendue conductrice par dopage ;
- dépôt des couches constituant la jonction ;
- dépôt de la couche métallique constituant l'électrode arrière.



Mise en série de cellules en couches minces par intégration monolithique
(dans le cas de CdS/CIS)

Dans la plupart des modules commercialisés aujourd'hui⁴, trois phases de gravure viennent s'intercaler entre les étapes citées. Elles permettent de réaliser une interconnexion monolithique en divisant la surface du module en bandes de 1 cm environ de largeur. Chaque bande constitue une cellule et les cellules se retrouvent connectées en série à l'issue de la dernière gravure. Le courant reste ainsi limité à celui d'une seule bande, compatible avec la faible conductance de la couche de l'OTC dont l'épaisseur ne peut être augmentée sans nuire à sa transparence. La tension plus élevée est souvent un avantage.

5.4.1. Le silicium amorphe

Fruit du hasard, la découverte d'un matériau à la fois semiconducteur et désordonné a passionné le monde scientifique à la fin des années 70. Grâce à la présence d'hydrogène au niveau de quelques % atomiques, le silicium amorphe hydrogéné, a-Si:H, se révèle un semiconducteur ayant d'excellentes propriétés optiques, mais de médiocres propriétés électroniques. Il absorbe en effet la lumière solaire en moins de 1 μm mais la mobilité des électrons y est mille fois plus faible que dans le cristal. Enfin, le procédé de fabrication par décomposition du silane (SiH_4) dans un plasma basse pression permet de le déposer à basse température, de 50 à 200 °C et autorise l'emploi de substrats variés, y compris des polymères flexibles.

Après un démarrage prometteur, la filière a connu un coup d'arrêt dans les années 1990 lorsqu'il s'est avéré que les cellules perdaient de leur efficacité au cours du temps et que, de plus, on n'atteignait pas les rendements espérés. Les recherches ont repris et ont abouti à des matériaux dérivés du silicium amorphe comprenant une fraction micro ou nano cristalline (technologie micromorphe et silicium polymorphe). On assiste à un re-déploiement de la filière, en particulier au Japon, dont les trois premiers producteurs (Sharp, Kaneka et Fuji) annoncent des projets de croissance forte, allant jusqu'à 1 GWc pour Sharp.

Unisolar commercialise un produit original, constitué de cellules très élaborées (triple jonction⁵), réalisé par un procédé continu sur un substrat inox en rouleau. Divers intégrateurs le placent en sandwich entre des feuilles polymères pour réaliser des membranes pour toiture, comme par exemple la membrane Evalon Solar produite par 3T France.

5.4.2. Les cellules hybrides silicium amorphe-silicium cristallin

Après des années de recherche sur le silicium amorphe, les chercheurs de Sanyo ont eu l'idée de déposer ces couches sur les deux faces d'une plaquette cristalline. Le procédé HIT (heterojunction intrinsic technology) se substitue au process standard de fabrication des cellules cristalli-

4. NanoSolar préfère découper le substrat en « cellules », les tester, les sélectionner et les reconnecter en série-parallèle. Cette approche est intéressante lorsque le procédé ne permet pas une uniformité de fabrication parfaite.

5. C'est à dire composée de trois cellules solaires ultra-minces, empilées l'une sur l'autre. Elles ont une meilleure durée de vie et un meilleur rendement grâce à une couche d'alliage silicium-germanium permettant une meilleure absorption dans le rouge.
Cf. § 5.8.

nes, pour un coût sans doute équivalent mais avec l'avantage d'un rendement dépassant 20 %. En effet, le silicium amorphe absorbe bien le bleu et constitue une multijonction efficace avec le silicium cristallin (qui absorbe bien le rouge et le proche IR). Diverses variantes sont possibles et sont actuellement étudiées. En France, notamment, dans le cadre du projet ATOS de l'ANR proposé par une collaboration Total-École Polytechnique.

5.4.3. Les couches de silicium micro-cristallines

Le dépôt de couches semi-minces (20-100 μm) de silicium cristallisé sur un substrat bon marché constitue une voie pour économiser le matériau en évitant la phase de sciage. Pourtant, malgré de nombreuses tentatives, elle a toujours conduit à l'échec. Récemment, CSG-Solar (Crystalline Silicon on Glass), en Allemagne, a commencé la production de couches de 5 μm environ en recristallisant par un four à lampe un dépôt de silicium amorphe sur verre [25]. Le procédé est critique : il faut rester loin du point de fusion du verre et limiter l'épaisseur des couches à quelques microns ce qui limite le rendement. La firme peine à passer en production ses modules de 105 Wc pour 1,3 m².

5.4.4. La filière du tellure de cadmium (CdTe)

Elle a été très étudiée [26] et plusieurs techniques de production ont été menées jusqu'au pilote industriel ou même à de premières fabrications, par dépôt électrolytique chez BP Solar ou par sérigraphie chez Matsushita. Il semble que la crainte de voir le cadmium totalement interdit ait conduit à freiner ces approches. Mais depuis 2000, plusieurs études ont confirmé la grande stabilité de CdTe et un fabricant américain, FirstSolar, s'est lancé dans une production à rythme soutenu avec l'ambition d'être le premier à atteindre le Gigawatt. Pour vendre en Europe, il s'est engagé à reprendre les modules en fin de vie, limitant ainsi sa clientèle à de grandes installations.

5.4.5. La filière du di-séléniure de cuivre-indium (CIS)

Également très étudié, ce composé sort d'une longue phase de pré-industrialisation. Sa bande interdite étant trop petite, on lui allie du Gallium et c'est en fait un quaternaire Cu (In/Ga)Se₂ qui est utilisé. Comme on ne sait pas réaliser de jonctions p-n sur CIS, ni sur CdTe, une hétérojonction est formée en déposant un autre semiconducteur peu absorbant avec du sulfure de cadmium (CdS) par exemple, auquel on tente de substituer l'oxyde de zinc (ZnO) pour éviter le cadmium. De nombreux procédés de fabrication ont été développés à partir du procédé initial de co-évaporation. Une approche par voie électrolytique est poursuivie en France (CISEL) par une collaboration EdF-ENSCP/CNRS. La société américaine NanoSolar développe un procédé par impression sérigraphique d'un composé contenant le CIS sous forme de nanograins. La société Saint-Gobain a également choisi cette filière et implante sa première usine de 20 MW en Allemagne (Avancis, dans le cadre d'une joint-venture avec Shell). On considère que la faible disponibilité de l'indium⁶ limitera l'expansion de cette filière à très grande échelle.

6. L'indium, le cadmium et le tellure ont sensiblement la même rareté que l'argent (0,1 ppm de la croûte terrestre). Mais la production d'indium est près de 100 fois moindre que celle de l'argent ou du cadmium.

Filière	Rendement record (laboratoire)	Entreprise	Rendement (meilleur module)	Rendement (module commercial)
CdTe	16,5 %	First Solar	10,20 %	9 %
	(NREL)	ANTEC	7,3 %	6,9 %
CIGS	19,5 %	Würth Solar	13 %	11 %
	(NREL)	Shell -Avancis	12,9 %	9,4 %
Silicium amorphe	13 %	Unisolar	10,5 %	6,3 %
	(NREL)	(flexible)		
	~11 %	Kaneka		6,3 %
	simple jonction	Sharp		6 %

**Rendements de conversion records et commerciaux des filières en couches minces (2006)
(voir aussi § 5.8)**

5.4.6. Développement industriel des couches minces

Diverses évaluations conduisent à des coûts de fabrication largement inférieurs à 2 €/Wc pour la plupart des procédés en couches minces. En effet :

- ils utilisent peu de matériau semiconducteur (de 1 à 10 g par m²). Celui-ci est produit à partir de composés liquides ou gazeux, faciles à purifier ;
- l'interconnexion monolithique se compare favorablement à l'assemblage de cellules cristallines ;
- la réalisation de modules se réduit à l'encapsulation avec une plaque arrière de protection, ou un verre en face avant selon le cas ;
- le temps de retour en énergie est court (0,85 année selon Antec, pour ses modules en CdTe sous le climat allemand).

Tandis que le silicium amorphe est toujours déposé par un procédé sous vide, il existe divers procédés moins coûteux pour élaborer les couches de CdTe et CIGS (électrolyse, sérigraphie, etc.). Malgré ces avantages les couches minces ont tardé à se développer. La mise au point des outils industriels de production et la fiabilisation de techniques de production nouvelles et complexes a constitué une phase difficile pour les entreprises, souvent de petite taille, qui se lançaient dans l'aventure. Qui plus est, l'investissement initial élevé rendait financièrement difficile les démarrages à faible niveau de production et ne permettait donc pas un amortissement rapide [27].

7. Sharp est aussi l'un des deux premiers producteurs mondiaux, avec Q-Cells, de cellules cristallines.

Il semble que ces difficultés appartiennent au passé. Aujourd'hui les équipements existent et l'expérience acquise permet de démarrer au niveau des dizaines de MWc. La montée en puissance reste impérative et certains, comme FirstSolar ou Sharp, visent le GWc annuel.

	Si (a-Si, μ c-Si)	CdTe	CIS	Total (MWc)
USA	385	133	629	1 147
Japon	1 202	0	110	1 312
Europe	460	155	178	793
Autres (Asie)	252	220	0	472
Total	2 299	508	917	3 724

Répartition des capacités de production annoncées pour 2010 pour les filières en couches minces (en MWc)

Un recensement récent [28] des capacités de production et des projets d'extension de ces capacités fait apparaître pour l'ensemble des trois filières en couches minces une capacité mondiale de 3,7 GWc en 2010 portée par une soixantaine de sociétés. La répartition des capacités de production entre les trois filières et les principaux pays producteurs est résumée dans le tableau ci-dessus.

5.5. Applications et systèmes photovoltaïques

Source d'énergie diurne et intermittente, l'électricité photovoltaïque gagne à être conditionnée d'une façon spécifique. Hormis quelques applications au fil du soleil, comme la production de froid ou le pompage de l'eau, il est nécessaire d'assurer la fourniture d'énergie hors des périodes d'ensoleillement soit par le stockage en batteries soit par une autre source d'énergie (diesel par exemple), soit par connexion au réseau électrique.

5.5.1. Applications autonomes avec stockage

Ces applications ont constitué le domaine privilégié à l'origine du photovoltaïque en permettant d'apporter un peu d'énergie dans des régions dépourvues de réseau électrique. Dans les pays en développement, l'objectif est de contribuer au développement économique, même si les philosophies diffèrent : électrification rurale ou première électrification. Ce marché est principalement celui des kits photovoltaïques, ne dépassant pas la centaine de Wc, offrant la possibilité d'utiliser quelques tubes fluorescents et une télévision pendant quelques heures par jour. Il comprend

aussi des installations collectives : pompage de l'eau, réfrigération de produits médicaux, télévision communautaire, etc.

Le stockage par des batteries au plomb constitue encore aujourd'hui le meilleur compromis entre le prix et la durée de vie (de 5 à 7 ans). Imposant de lourdes contraintes (entretien, sécurité), il représente cependant un handicap pour un développement généralisé de cette forme d'électrification.

Il existe aussi des applications autonomes, domestiques et professionnelles, dans les pays industrialisés : électrification de résidences secondaires isolées et de refuges, signalisation et téléphonie des autoroutes, signalisation et publicité urbaines, balisage en mer, protection cathodique et télécommunications, etc. Le domaine des puissances s'étend du watt à quelques kilowatts et les batteries doivent garantir une réserve d'énergie correspondant à plusieurs jours sans soleil.

Les technologies de batteries récentes, lithium-ion notamment, deviennent compétitives grâce aux progrès induits par d'autres applications et le développement de véhicules électriques ou hybrides laisse espérer une baisse considérable des coûts.

Par ailleurs, un parc de véhicules électriques constituerait une capacité de stockage, sans équivalent aujourd'hui, susceptible de contribuer à « lisser » la production d'électricité solaire [29]. Toutes les sources d'électricité, les renouvelables en premier lieu, seraient concernées. Une étude détaillée est nécessaire pour préciser l'impact qu'aurait un tel développement sur le photovoltaïque.

5.5.2. Applications connectées au réseau

La connexion au réseau électrique résout les problèmes de stockage et de disponibilité, mais reporte sur le réseau la difficulté de gestion d'une énergie « fatale ». Plus de 90 % du parc mondial fonctionne selon ce mode. Les installations vont de quelques kWc sur des toitures de maisons individuelles à quelques centaines de kWc sur des toitures et façades de bâtiments collectifs ou d'entrepôts. La quasi totalité des installations existantes sont aujourd'hui réalisées par montage de modules standards en ajout aux toitures ou façades existantes. Or les propriétés mécaniques des modules leur permettraient de se substituer aux éléments de toiture ou de façade utilisés conventionnellement en évitant ainsi leur propre coût. Cette voie d'intégration architecturale apparaît donc comme d'un intérêt économique évident. C'est pourquoi la France en fait un élément central de sa stratégie photovoltaïque.

5.5.3. Centrales photovoltaïques

La production centralisée d'électricité photovoltaïque reste pour l'instant un domaine où les réalisations sont encore peu nombreuses. Une cinquantaine de centrales de plus de 3 MWc sont recensées dans le monde dont plus de la moitié en Allemagne. La plus grande, en cours de

construction en Australie (Mindura/Swan Hill), atteindrait 154 MWc. En France, on annonce un projet du groupe Suez de quatre unités de 12 MWc à Curbans (Alpes de Haute Provence) et celui de Eco Delta Développement pour une première tranche de 3 MWc sur la commune de Chaillac (Indre).

Les centrales sont le plus souvent réalisées par simple juxtaposition de modules plans éventuellement portés par des héliostats ou des orienteurs à un axe. Une fraction d'entre elles utilise des modules à concentration optique portés par des héliostats [30]. On peut ainsi employer des cellules de haute technologie, multijonctions en AsGa par exemple, placées au foyer de lentilles de Fresnel en polymère. On gagne en rendement (42,7 % pour le dernier record de l'université du Delaware) et en heures de production grâce au suivi du soleil. Mais les contraintes techniques sont sévères : il faut évacuer la chaleur et assurer le pointé du soleil avec une précision qui croît avec le facteur de concentration. De plus, cette solution ne convient que dans les climats à ciel clair.

Un groupe de réflexion de l'Agence internationale de l'énergie (IEA) étudie la possibilité de très grandes centrales de plusieurs GWc dans les régions désertiques et a publié des études détaillées pour plusieurs régions dont Israël [31].

5.5.4. Onduleurs et régulateurs

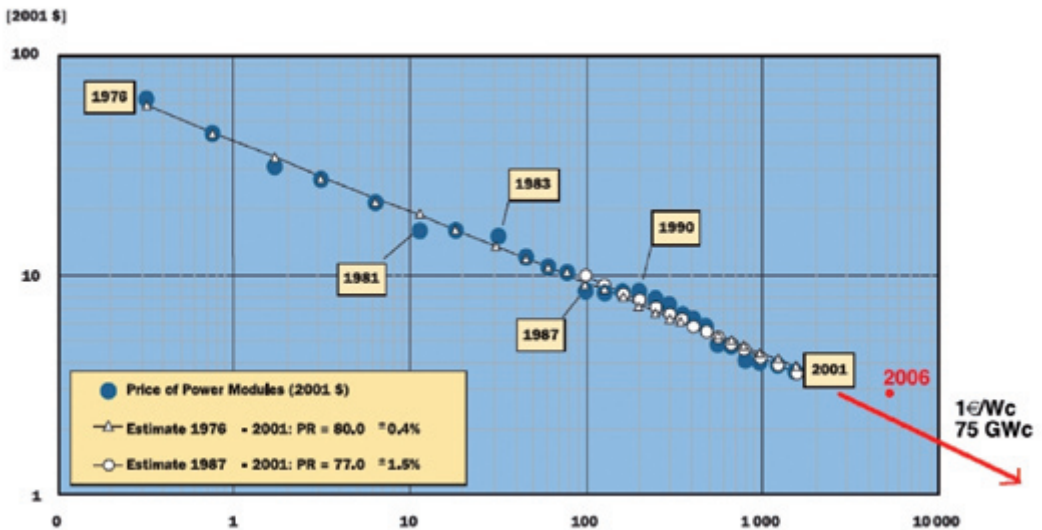
Un module photovoltaïque est un générateur à tension et courant variables en fonction de l'ensoleillement. La puissance délivrée au circuit extérieur dépend de l'impédance de la charge et, en principe, cette charge doit être ajustée en fonction de l'ensoleillement pour assurer le transfert d'énergie optimum. Dans les systèmes les plus simples, les modules sont directement connectés à la batterie (ou à la pompe dans certaines installations au fil du soleil) et la puissance n'est utilisée de façon optimale que dans les périodes de plein soleil. Le plus souvent, un régulateur ou un onduleur est inséré entre les modules et les batteries ou l'application. Le régulateur protège la batterie contre surcharges et décharges profondes. L'onduleur permet de générer du courant alternatif pour le couplage au réseau.

Les équipements électroniques assurant cette dernière fonction ont été la source de beaucoup de dysfonctionnements des systèmes photovoltaïques. Ces difficultés sont aujourd'hui dépassées et la fiabilité des produits actuellement sur le marché est tout à fait satisfaisante. Les systèmes récents assurent le suivi du point de puissance maximum en fonction de l'ensoleillement et conservent un rendement important même à puissance réduite. Ils sont souvent dotés d'une faculté d'enregistrement des données et d'interrogation à distance.

En France, l'activité de systémier, initialement portée par quelques pionniers (Tenesol, Apex-BP Solar, ...) se développe rapidement. Les nouveaux entrants, comme SolaireDirect ou EdF Énergies Nouvelles se présentent comme des opérateurs sur le marché de la production d'électricité solaire mais peuvent aussi intervenir dans la production industrielle. La profession s'organise, notamment par la formation d'installateurs, pour répondre à une demande en forte croissance.

5.6. Prix du Wc et du kWh

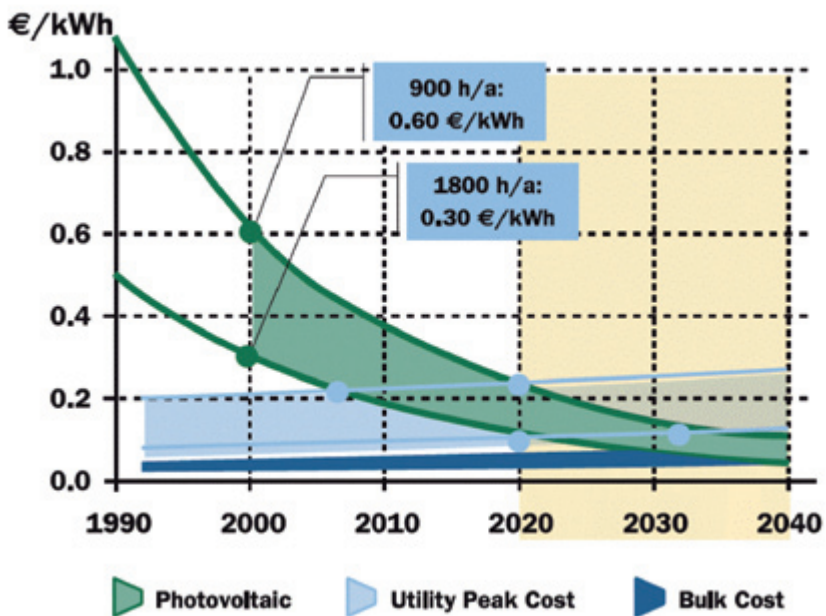
La filière cristalline représente l'essentiel du marché et sert ici de référence, les couches minces n'ayant pas encore eu d'impact visible sur les marchés. Depuis 1976, on observe une décroissance des prix suivant une loi d'apprentissage ($y = a x^b$) d'exposant $-0,33 \pm 0,03$. Autrement dit les prix baissent de 20 % chaque fois que la production cumulée double.



Courbe d'apprentissage du photovoltaïque : prix du Wc en \$ (2001) en fonction de la production cumulée. L'extrapolation de cette courbe conduit à 1 \$/Wc pour une production cumulée de 75 GWc. La pénurie de silicium peut expliquer l'anomalie du point 2006

Les derniers prix observés se situent autour de 3 €/Wc avec une dispersion assez large allant de 2 €/Wc jusqu'à 3,6 €/Wc. Ils traduisent l'effet de la pénurie de silicium et s'écartent momentanément de la courbe d'apprentissage. La croissance observée de la production permet néanmoins d'espérer d'atteindre 2 €/Wc vers 2010. Il s'agit de prix de modules pour des achats en quantité.

À plus long terme, l'objectif affiché est de passer sous la limite symbolique de 1 €/Wc, objectif compatible avec les prévisions d'abaissement des coûts par les progrès de la technologie et nécessaire pour qu'un développement à grande échelle de cette forme d'énergie soit possible.



L'évolution de la compétitivité du PV selon la plate-forme européenne PV-TRAC

Cette réflexion, illustrée par le graphique ci-dessus produit par le comité de la plate-forme PV TRAC [32], montre que l'électricité photovoltaïque prendra naturellement des parts de marché en devenant compétitive avec d'autres sources, en commençant par les plus chères. Cela se produira dans les pays les plus ensoleillés et dont l'électricité est la plus chère. Pour l'Europe, l'Italie pourrait être la première à utiliser l'électricité solaire dans son mix énergétique.

Dans ce schéma, le coût du kWh est calculé comme rapport du coût d'investissement actualisé par kWh par le nombre d'heures de plein-soleil équivalent sur la durée de vie d'un système. Les deux courbes correspondent à l'ensoleillement de l'Allemagne du nord et du sud de la France.

Quelques exemples sur la base du prix de 3 €/Wc illustrent la situation : à coût d'amortissement nul, le coût du kWh va de 15 c€ à Paris, sur 20 ans à 5,5 c€ à Nice, sur 30 ans. Avec un taux de 4 %, ce coût passe à 8 c€ à Nice et 21 c€ à Paris.

Pour de petites installations de quelques kWc, les prix installés sont au moins le double des prix de modules en quantité et on arrive ainsi à un coût de 16 à 42 c€ par kWh.

L'argumentaire du PV-TRAC repose sur des hypothèses fragiles de croissance exponentielle de la production soutenue jusqu'en 2030-2040 et compare indûment prix et coûts. Son mérite est d'inciter à approfondir la réflexion sur la valeur de l'électricité photovoltaïque [chapitres 8 et 9].

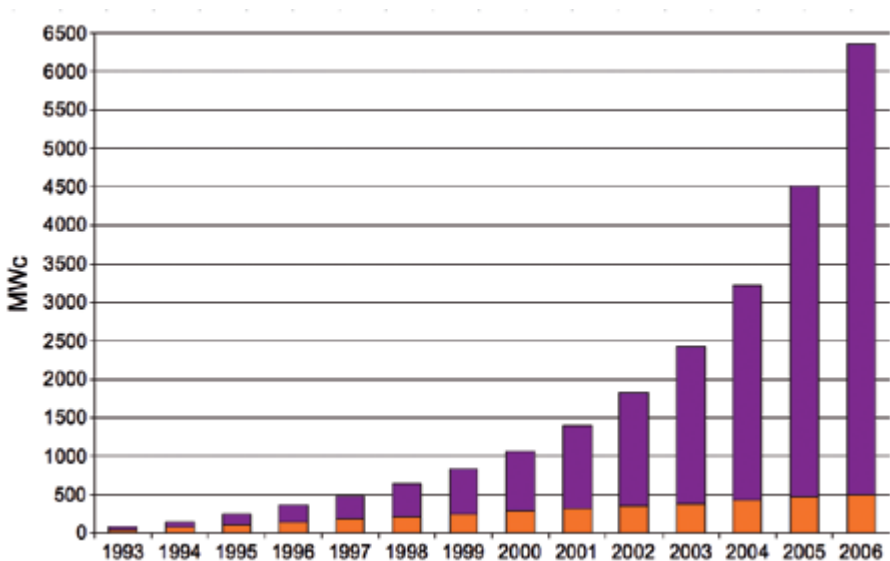
5.7. Parcs et marchés

5.7.1. Parc mondial

Le parc photovoltaïque actuel s'est constitué au cours de plusieurs phases de croissance liées à des programmes d'aide, au Japon et en Allemagne pour les plus récents. L'historique du parc mondial photovoltaïque montre une croissance de 30 % à 35 % par an depuis le début du siècle. Tandis que la fraction du parc connectée au réseau affiche une croissance quasi exponentielle, les applications non connectées connaissent une croissance sensiblement linéaire.

Un peu de prudence s'impose dans l'utilisation de ces données. Les désaccords entre diverses évaluations publiées peuvent atteindre 40 % pour une même année. Il y a au moins deux raisons à cela, certaines agences et bureaux d'études comme Strategies Unlimited, SolarBuzz ou encore l'IEA recensent les ventes de modules en procédant par enquête auprès de fabricants parfois réticents à communiquer des chiffres jugés stratégiques. D'autres organismes ne comptabilisent que les installations en fonctionnement et n'incluent pas tous les secteurs d'applications.

La production mondiale a maintenant franchi le cap des 2 GWc par an et les annonces d'investissements nouveaux se multiplient (Sharp, Q-Cells, Suntech, FirstSolar, etc), tandis que la taille des unités de production s'accroît passant des dizaines de MWc à la centaine de MWc et que des méga-usines de 1 GWc sont annoncées.



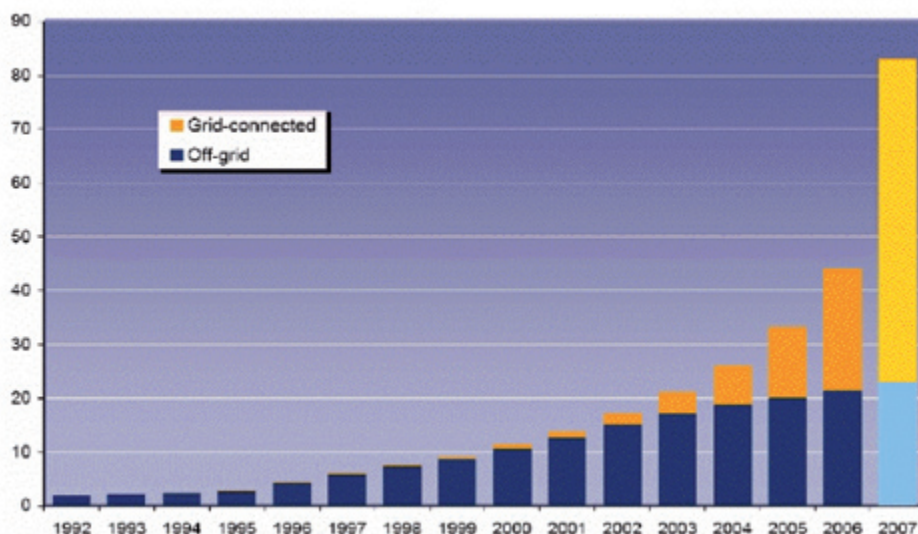
Parc photovoltaïque mondial, connecté au réseau (violet) et autonome (orange)

5.7.2. Parc français

Marqué par un démarrage tardif de la connexion au réseau, fortement découragée voire interdite, jusqu'en 2000, le parc photovoltaïque français présente une croissance rapide. Le parc des installations autonomes tend à saturer alors que la connexion au réseau se développe rapidement.

La croissance actuelle est compatible avec les 500 Mwc annoncés comme objectif 2015. (objectif que le Syndicat des énergies renouvelables souhaite voir porté à 1 Gwc).

Le total du marché 2006 dépasse 40 Mwc⁸ selon l'IEA dont les chiffres proviennent pour l'essentiel de l'ADEME. De son côté Observ'ER [35] évalue le parc des installations en fonctionnement à 33Mwc. L'écart entre les deux estimations peut s'expliquer par le délai entre l'achat de modules et l'achèvement de l'installation, de l'ordre de l'année dans le cas de la connexion au réseau.



Parc photovoltaïque français de 1992 à 2006 (IEA), [33]

5.8. Perspectives technologiques : la recherche

Deux grands axes structurent la recherche : l'augmentation des rendements (à coût constant) et l'abaissement des coûts (à rendement constant). Tandis que la R & D industrielle porte plutôt sur le second axe, la recherche académique s'intéresse surtout au premier, mais nombre de projets contribuent aux deux aspects. Tandis que les très hauts rendements (>30 %) à coût élevé semblent pour l'instant confinés au marché des cellules spatiales, mais peuvent aussi favoriser

8. dont 22 Mwc non connectés au réseau sur lesquels 6 Mwc dans les DOM-TOM

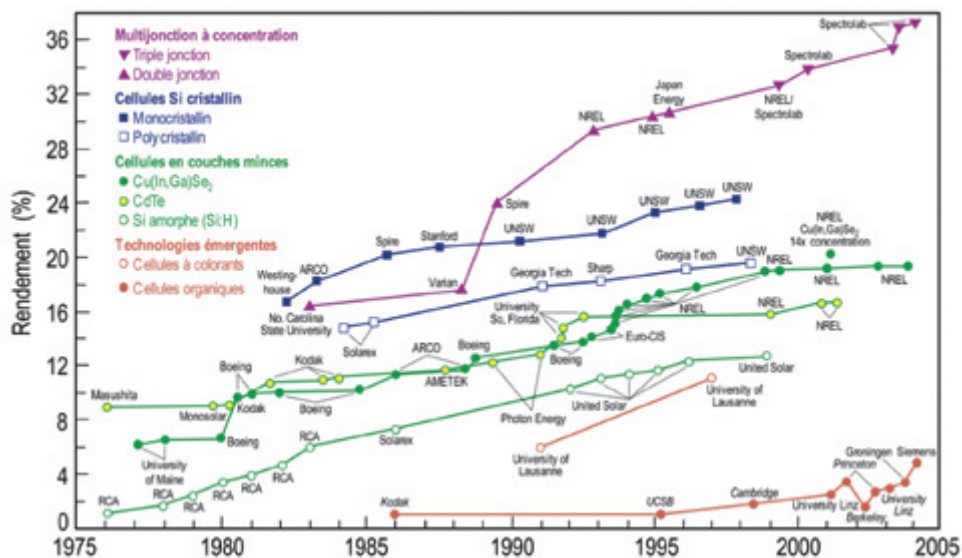
l'essor des filières à concentration, le devenir des filières à très bas coût ($< 1,50 \text{ €/Wc}$) et bas rendement ($< 10 \%$) ne fait pas l'objet d'un consensus. En effet, leur emploi dans le bâtiment implique souvent des coûts d'infrastructure prohibitifs sauf s'ils sont compensés par une économie sur les matériaux de structure (cas des membranes photovoltaïques). Ces filières font donc l'objet de recherches intensives pour en améliorer le rendement.

5.8.1. La R & D industrielle

Le coût d'un module se divise approximativement en trois tiers : matériau-cellule-module. En parallèle avec les efforts entrepris pour produire du silicium à bas coût, de grands programmes de R & D technologique (en France : REDUCOP et PHARE) visent à améliorer les procédés de réalisation des cellules. La création de plate-formes technologiques, au CEA (en cours de transfert à l'INES) pour la filière cristalline et à l'IRDEP pour la filière CIS ont permis d'améliorer le transfert industriel. L'expérimentation sur les chaînes de fabrication très automatisée reste difficile et le projet de LabFab mené par des industriels français devrait apporter une solution avec une chaîne de production souple et en valorisant les cellules produites en phase expérimentale.

L'assemblage des cellules en modules, longtemps resté artisanal, fait aussi l'objet d'une R & D active dans le but d'introduire des procédés radicalement nouveaux, comme celui, inspiré de la fabrication des écrans plats de télévision, proposé par Apollon Solar. L'effet d'échelle est prépondérant dans ce type d'évolution. Les équipementiers ne sont vraiment intervenus que lorsque le marché a atteint le GWc et les solutions qu'ils proposent ne sont adaptées que pour des unités de production dépassant les dizaines de MWc. Les usines de 1 GWc en projet ou en cours d'assemblage représentent un changement qualitatif dans les méthodes de production.

5.8.2. Historique des rendements

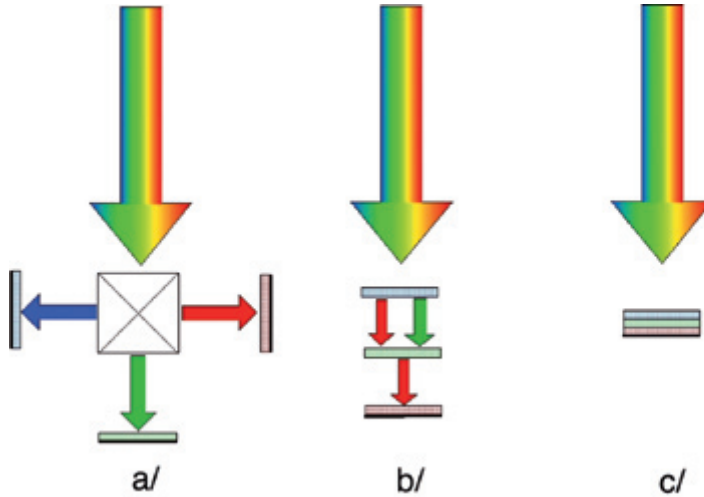


Progrès des rendements obtenus en laboratoire pour les différentes filières

La figure précédente résume les progrès accomplis en terme de rendement jusqu'en 2005 (les derniers records de la filière des multijonctions à concentration n'y figurent pas). On observe quelques grandes tendances : les progrès sont continus et lents, il n'y a pas de rupture technologique, toutes les filières progressent au même rythme et les rendements prévus par la théorie sont effectivement atteints.

5.8.3. La recherche des hauts rendements

La marge de progrès est considérable entre les produits actuels à 15 % de rendement énergétique et la limite théorique de l'ordre de 87 %. Une voie est clairement identifiée pour obtenir des rendements élevés : c'est la conversion multispectrale (cf. figure ci-dessous) qui consiste à combiner plusieurs cellules ayant des sensibilités spectrales complémentaires, donc réalisées avec des semi-conducteurs ayant des bandes interdites différentes et judicieusement choisies.



Conversion multispectrale. Le principe est illustré en a/ : un dispositif optique sépare la lumière en trois faisceaux : bleu, vert et rouge, qui sont convertis par trois cellules adaptées. En b/ on simplifie le dispositif en utilisant la cellule bleue comme filtre pour les cellules verte et rouge ainsi que la cellule verte comme filtre pour le rouge. Il faut, bien entendu, que les substrats des deux premières cellules soient transparents. Enfin, en c/ on réalise un contact électrique entre les trois cellules.

Cette approche conduit à deux gammes de produits commerciaux :

- des tandems (deux cellules) et triples jonctions (Unisolar) en silicium et germanium amorphe ainsi qu'en silicium amorphe et microcristallin (Mitsubishi). Les rendements restent inférieurs ou proches de 10 %, mais la stabilité et la durée de vie, points faibles de la filière du silicium amorphe sont améliorées ;
- des triples jonctions à très hautes performances à base de matériaux de la famille de l'Arséniure de Gallium (Spectrolab, filiale de Boeing) avec un rendement proche 40 %. Cette technologie très coûteuse convient aux applications spatiales grâce à sa bonne puissance spécifique et sa résistance aux radiations. Elle pourrait également être utilisée dans des systèmes concentrant la lumière solaire par des optiques simples (lentilles de Fresnel en polymères, concentrateurs non-imageants⁹). Cet assemblage a permis d'atteindre un rendement record de 42,7 %. De tels systèmes nécessitant un suivi du soleil peuvent être utilisés dans des centrales solaires ou dans des applications militaires.

Il existe d'autres concepts pour élargir vers l'infrarouge le spectre de rayonnement converti par une même cellule ainsi qu'à améliorer l'efficacité dans l'UV, par exemple au moyen d'un convertisseur fluorescent qui restituerait deux photons visibles pour un photon UV. À l'extrême de cette

⁹ systèmes qui concentrent les rayons lumineux mais ne réalisent pas une image du soleil

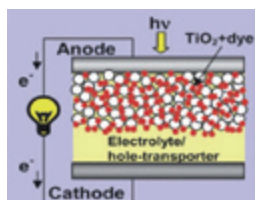
conversion des photons vers les basses énergies, on trouve le thermo-photovoltaïque où l'ensemble du spectre est d'abord converti en infrarouge par un radiateur. Une cellule infrarouge est alors capable de convertir ce spectre en courant avec une grande efficacité.

5.8.4. Les matériaux organiques

Les semiconducteurs organiques sont connus depuis longtemps et des cellules solaires utilisant des polymères conjugués ou des colorants, phtalocyanines ou perylène par exemple, ont été développées en laboratoire depuis plusieurs décennies, avec hélas des rendements inférieurs à 1 %.

Les premières cellules à base de polymères, constituées de deux couches planes, l'une d'un polymère *donneur* et l'autre d'un *accepteur*, étaient mimétiques des cellules p-n inorganiques. Deux grandes innovations ont profondément modifié la vision de ces matériaux et relancé une recherche très dynamique : les cellules à colorants ou cellules de Graetzel (cf. encadré) et plus récemment les cellules à réseaux interpénétrés (ou bulk heterojunctions). Ces dernières n'ont encore atteint qu'un modeste 5 % de rendement mais ont contribué à la compréhension des mécanismes de conversion du rayonnement solaire dans les organiques et laissent espérer des progrès substantiels.

Les cellules à colorants.



Cette filière n'a pas donné lieu à exploitation commerciale malgré un grand nombre de tentatives d'industrialisation par les acheteurs de la licence du Professeur Graetzel, son inventeur. Elle est citée ici comme approche innovante de la conversion photovoltaïque : la lumière est convertie par des molécules de colorants greffées sur de l'oxyde de titane formant l'électrode transparente.

Celle-ci baigne dans un électrolyte qui ferme le circuit. Pour assurer une absorption optique suffisante, la couche d'oxyde de titane est formée d'un empilement de grains nanométriques afin d'augmenter la surface de colorants. Le rendement a atteint 10,4 % [2001] puis 11 % [2004] et les cellules sont, en principe, stables. La présence d'un électrolyte et les problèmes d'encapsulation limitent cependant l'intérêt de la filière. La recherche porte sur la substitution par un électrolyte solide, mais jusqu'ici, avec des performances très dégradées.

Les progrès de la chimie organique ont permis la synthèse de matériaux aux propriétés électroniques largement améliorées, parmi lesquels le PCBM¹⁰ est un accepteur dérivé des fullérènes

10. Phenyl-C-Butyric acid Methyl ester

tandis que le P3HT¹¹ est un donneur très performant. En outre, il s'agit de matériaux qui n'emploient pas de ressources minérales rares, qui sont supposés pouvoir être synthétisés par des moyens simples et être déposés sur un substrat par des techniques peu coûteuses. Quand, enfin, on réalise que ces cellules « en plastique » seraient souples, on comprend la séduction de cette filière, en plus de ses atouts réels. Seule ombre au tableau, les plastiques sont bien connus pour se dégrader au soleil et beaucoup de leurs composants sont sensibles à l'oxygène et à l'eau. Cependant, la photodégradation est le plus souvent initiée sur les sites créés par des impuretés. On peut donc espérer la supprimer en purifiant les matériaux. C'est en partie ainsi que les diodes électroluminescentes (OLED) ont atteint des stabilités permettant leur diffusion commerciale.

Autre perspective séduisante des recherches récentes, celle de réaliser des photo-batteries, c'est à dire des cellules qui stockent l'énergie lorsqu'elles ne débitent pas de courant. Une approche, évidente dans son principe, consiste à associer une cellule et une batterie lithium-poly-mère sur un même substrat. Dans cette voie, l'industriel Konarka annonce des produits de faible puissance dans un avenir très proche. D'autres approches pourraient conduire à un matériau réalisant les mêmes fonctions de façon intrinsèque.

5.8.5. La recherche en France : moyens et acteurs

Depuis 2005, l'animation de la recherche est prise en charge par l'ANR, en coopération avec l'ADEME, celle-ci apportant par ailleurs des aides à la R & D industrielle. L'ANR a lancé des appels à propositions en 2005, 2006 et 2007 qui ont permis de financer 27 programmes pour un montant d'aides de 20 M€ et un montant total de 60 M€. A partir de 2008, le programme HABISOL inclut le photovoltaïque marquant ainsi la volonté de favoriser l'intégration au bâti. S'il considère les recherches de base, il exclut celles relatives aux systèmes.

<i>en M€</i>	<i>R & D</i>	<i>Marché</i>
National	24,2	10
Régional	2	10
Total	26,2	20

Budgets publics pour la R & D, les programmes de démonstration et les aides au marché en 2006

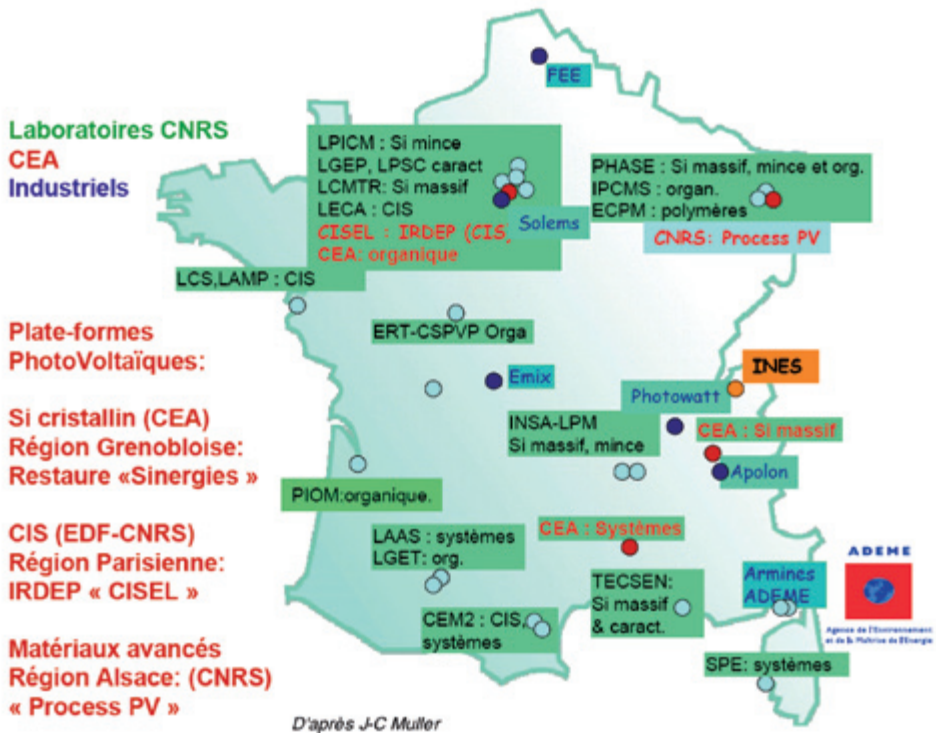
Le budget national de R & D photovoltaïque a augmenté sensiblement depuis 2002 comme l'indique le tableau ci-dessous. Ce budget représente sensiblement la moitié du budget de recherche sur les énergies renouvelables, qui est lui-même 6 % du budget total de recherche sur l'énergie.

11. Poly(3-Hexyl)Thiophène

en M€	2002	2003	2004	2005	2006
ENR	28,4	25,4	30,7	42,6	52,4
PV	15,0	9,4	13,8	21,4	24,2

Budget National pour les énergies renouvelables et le photovoltaïque depuis 2002 en M€

Les principaux acteurs de la recherche sont les grands établissements de recherche publique, CNRS et universités. Depuis 2000, le CEA consacre une partie importante de son programme sur les Nouvelles Technologies de l'Energie au photovoltaïque et EDF a créé avec le CNRS et l'ENSCP un institut de recherche, l'IRDEP, dont l'activité est centrée sur la filière CIS par l'approche électrolytique (projet CISEL).



Les principaux acteurs de la recherche française

La création de l'INES en 2006 et la mise en place progressive dans cet institut d'équipes de recherche du CEA et du CNRS manifeste la volonté d'intensifier les recherches et de se doter de capacités technologiques suffisantes pour assurer le transfert industriel.

Au total, quelques centaines de personnes participent à ces recherches, réparties de façon égale entre recherche appliquée ou finalisée, et recherche de base, principalement sur des matériaux potentiellement intéressants. Les matériaux organiques réunissent par exemple une importante communauté de chimistes organiciens dans le réseau Nanorgasol.

Enfin, côté industriels, seul Photowatt disposait de moyens de recherche significatifs jusqu'en 2000 environ. Depuis cette date, les nouveaux acteurs : EMIX, Apollon Solar, SolarForce, Invensil, ont tous une activité de recherche qu'ils poursuivent dans le cadre de programmes ANR/ADEME.

Le grand projet industriel Solar Nano Crystal regroupant l'essentiel des industriels français du silicium et des moyens de recherche importants et né dans le cadre des programmes mobilisateurs de l'Agence de l'Innovation Industrielle, a été accepté par OSEO-Anvar en Mars 2008. Il vise à mettre en place un ensemble de moyens de production et de R & D intégrant toute la filière du silicium depuis la production du silicium solaire jusqu'à celle des modules.

Le projet, centré en Rhône-Alpes mais associant des sociétés d'autres régions, doit :

- développer des cellules innovantes, à rendement élevé, en mettant à profit une chaîne de production souple : le LabFab ;

- aboutir à la création d'une nouvelle unité de production de plus de 100 Mwc dans la nouvelle société PV-Alliance dont Photowatt, EDF Energies Nouvelles et le CEA sont actionnaires.

5.9. Bibliographie du Chapitre 5

21. M. Green, "Photovoltaic Principles," *Physica E*, vol. 14, 2002, pp. 11-17

22. S. Martinuzzi, "Les cellules solaires au silicium cristallin," *Reflets de la physique*, vol. 5 & 6, 2007

23. J. Bernreuter, "Polysilicon : Full steam ahead from 2008," *Sun & Wind*, vol. 2, 2006

24. H. Flynn et T. Bradford, "Polysilicon, supply & demands", Prometheus Institute, 2006

25. P. Basore, "CSG1 : Manufacturing a new polycrystalline silicon PV", 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Hawaii, 2006

26. A. Ricaud, "Modules Photovoltaïques: filières technologiques," *Techniques de l'Ingénieur*, p. 940

27. G. Braun et D. Skinner, "Experience Scaling-Up Manufacturing of Emerging Photovoltaic Technologies", NREL/SR-640-39165, 2007

28. H. Ullal et B. von Roedern, "Thin-Film CIGS and CdTe Photovoltaic Technologies: Commercialization, Critical Issues and Applications", NREL/CP-520-42058, 2007
29. Académie des Technologies, "Facteur 4 : la révolution des vecteurs d'énergie", 2008
30. J. Bernreuter, "Focus on Cost Advantage," *Sun & Wind*, vol. 2, 2007, p. 112
31. K. Kurokawa, *Energy from the desert*, James & James, London, 2003
32. PVTRAC, "A vision for PV technology," 2006
http://europa.eu.int/comm/research/rtdinfo/index_en.html.
33. IEA, "PVPS Annual Report 2007," 2008 http://www.iea-pvps.org/products/rep_ar07.htm
34. IEA, "Trends in Photovoltaic Applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2006," 2007
http://www.iea-pvps.org/products/rep1_16.htm
et pour la France
[http://www.iea-pvps.org/countries/france/FRANCE %20NSR %20PV %202006.pdf](http://www.iea-pvps.org/countries/france/FRANCE%20NSR%20PV%202006.pdf)
35. « 6ème Bilan, État des Énergies Renouvelables en Europe 2006 », Observ'ER, Paris, 2007
http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/barobilan7.asp

6. Conversion thermodynamique de l'énergie solaire

La conversion thermodynamique de l'énergie solaire s'effectue en deux temps : un capteur solaire, généralement à concentration, réchauffe un fluide caloporteur qui peut être stocké. Ce fluide apporte ensuite la chaleur à la source chaude d'un moteur thermique qui met en œuvre un cycle thermodynamique et qui entraîne un générateur d'électricité.

Pourquoi la concentration du rayonnement solaire ?

La mise en œuvre d'un cycle thermodynamique implique qu'il soit soumis à la contrainte du principe de Carnot, donc son rendement sera d'autant plus élevé que la température du caloporteur, donc du récepteur solaire, sera elle-même élevée. Or la température d'un récepteur résulte d'un bilan entre le flux solaire entrant, la chaleur utile extraite et les pertes par convection et rayonnement, qui dépendent de la température. Quand la température dépasse plusieurs centaines de degrés, les pertes par rayonnement deviennent prépondérantes. Elles sont proportionnelles à la surface du récepteur et à la puissance quatre de sa température absolue. Il faut donc limiter la surface du récepteur en lui apportant le flux solaire par un dispositif optique le concentrant sur une surface plus faible que celle où il est directement reçu.

Cette voie a donné lieu dans les années 80 à la construction de prototypes et de centrales pilotes dans plusieurs pays. Trois types de concentrateurs ont été expérimentés, utilisant tous des miroirs. Ils sont détaillés ci-dessous :

6.1. Le concentrateur parabolique avec moteur au foyer (*Dish-Stirling*)

Un miroir quasi parabolique (approximation par une mosaïque de miroirs plans ou sphériques) concentre le rayonnement, dans un rapport pouvant atteindre 1 000, sur une cible dans une cavité, limitant la convection et le rayonnement infrarouge. L'énergie thermique reçue par la cible est transférée à la source chaude d'un moteur Stirling. Ce moteur est aussi appelé « moteur à air chaud » ou « moteur à combustion externe », ce qui indique deux de ses caractéristiques.

Le fluide décrivant le cycle thermodynamique, de l'hélium à 150 bars dans les réalisations modernes, est enfermé dans un cylindre entre des pistons. Il reçoit la chaleur d'une source externe (un brûleur ou un récepteur solaire) par une surface d'échange et communique de la même manière avec une source froide. Le piston principal recueille la puissance mécanique. Un piston secondaire déplace le fluide en regard des sources chaude et froide.

Ce type de moteur a été breveté et développé entre 1816 et 1840, pour offrir un substitut moins dangereux aux machines à vapeur sans toutefois s'imposer. Vers 1940, la société Philips a relancé le développement d'un moteur Stirling pour l'automobile. Différentes applications ont vu le jour en petite série répondant à des besoins professionnels, notamment militaires. Philips a abandonné cette activité vers 1980. Aux États-Unis, le Jet Propulsion Laboratory a étudié l'application à la production d'électricité dans l'espace à partir de chaleur solaire ou de sources isotopiques. Le JPL en a dérivé une version terrestre, comprenant un concentrateur pointé vers le soleil, un moteur Stirling au foyer entraînant un alternateur et des équipements de couplage au réseau. Ce système est industrialisé par la société Stirling Energy Systems Inc, Phoenix, Arizona. Le JPL avait aussi évalué une variante, équipée d'un moteur utilisant un cycle de Brayton (une sorte de turbine à gaz), mais il ne semble pas y avoir donné suite.

Depuis 25 ans, divers développements ont été menés avec des modules de puissance unitaire de 1 kW à quelques dizaines de kW. Le plus grand capteur construit avait une superficie de 400 m² et le moteur situé au foyer, une puissance de 40 kW.



Un DISH STIRLING au Jet Propulsion Laboratory (Photo NASA JPL)

Si le champ installé au JPL comprenait seulement 6 capteurs, il est évidemment possible de réunir des centaines ou des milliers de capteurs couplés électriquement.

Ainsi, depuis 2005, des réalisations ambitieuses sont lancées dans l'ouest des États-Unis :

- La société Stirling Energy Systems, Inc a reçu plusieurs contrats d'achat à long terme d'électricité produite par des champs de capteurs Stirling Dish. Le contrat initial de 20 ans qui lui a été passé par San Diego Gas & Electric, porte sur l'électricité produite par 12 000 capteurs d'une puissance totale de 300 MW installés dans l'Imperial Valley en Californie du sud. Des options sont prises pour deux tranches égales supplémentaires ;
- La même société a reçu un contrat similaire de Southern California Edison pour 20 000 capteurs d'une puissance de 500 MW avec option à 850 MW installés dans le désert du Mojave au nord-est de Los Angeles.

Les sociétés concernées insistent sur l'engagement pris auprès des autorités de régulation d'atteindre 20 % d'électricité renouvelable en 2010 et l'intérêt pour leur réseau d'une source d'énergie en phase avec les pointes de charge journalières d'été. En ce qui concerne le prix de cession de l'électricité, il n'a pas été révélé par les sociétés, mais la presse technique rapporte des valeurs autour de 10 c\$/kWh.

L'Union européenne a soutenu le développement d'un système analogue, nommé Eurodish. Le développement et la réalisation d'une série pilote ont été confiés à un consortium industriel allemand et espagnol : DZLR, Schlaig Bergman, Solo Kleinmotoren. Le moteur avait été étudié pour une application à la cogénération. Le miroir a une surface de 46 m². La puissance produite à Odeillo, où un prototype a été confié pour essai au CNRS est de l'ordre de 10 kW électrique. Le rendement puissance électrique vs. flux solaire est de 20 %, le moteur lui-même ayant un rendement de 32 %.

L'avantage essentiel de cette filière est son rendement instantané élevé entre 20 et 30 % qui limite la surface de captation, donc le coût du collecteur.

Ce rendement élevé résulte de la conjonction de trois facteurs :

- la haute concentration, permettant une température de source chaude élevée ;
- les caractéristiques intrinsèques du moteur Stirling qui lui permettent d'obtenir un rendement de 80 % de la limite imposée par la Loi de Carnot, dans des machines de petite puissance, ce qui n'est pas le cas pour les turbines sensibles à l'effet d'échelle.

Comme les autres systèmes à concentration, ce dispositif ne recueille que le rayonnement direct. Mais il a un handicap supplémentaire : la position du moteur au foyer au sommet d'une charpente et faisant ombre au miroir, interdit de placer un stockage thermique même limité. La production ne supporte donc pas de passages de nuages.

6.2. Les centrales solaires à capteurs cylindro-paraboliques

Dans ces centrales, les concentrateurs sont des miroirs cylindriques d'axe nord-sud de section parabolique, le récepteur est un tube placé au foyer entouré d'un tube de verre vidé d'air. Le fluide caloporteur est une huile de synthèse. Il apporte par un réseau de tuyaux la chaleur à un turboalternateur à vapeur d'eau.

Les installations les plus représentatives sont neuf centrales d'une puissance unitaire de 14 à 80 MW et d'une puissance totale de 354 MW construites par la société Luz Solar en Californie entre 1984 et 1990, sur la base de prototypes développés par Luz en Israël. Ces centrales financées grâce à des aides du gouvernement fédéral et de celui de la Californie, sont encore en service.

Une centrale de 80 MW occupe 150 hectares au sol. Les capteurs élémentaires ont 100 m de long et 6 m d'ouverture. De plus, les récepteurs sont placés en rangées parallèles totalisant 465 000 m² de miroirs. Le fluide caloporteur est porté à 391 °C. La turbine reçoit de la vapeur surchauffée à 371 °C et 100 bars. Le cycle thermodynamique a un rendement de 37,6 %. Le rendement crête de la centrale atteint 23 % (soleil vers électricité). Une chaufferie auxiliaire au gaz naturel permet d'assurer la continuité de la fourniture. L'ensoleillement du site, de 2 700 kWh/m²/an, est exceptionnel. La production cumulée pour les 9 centrales a atteint 10 TWh en 2004 avec un rendement annuel de 14 %.

Le constructeur et les exploitants ont publié des données économiques : pour les centrales de 30 MW, le coût d'investissement a été de 3,9 \$/kWc. Le prix du kWh obtenu varie de 24 c\$/kWh pour la centrale de 14 MW à 12 c\$/kWh pour celle de 80 MW.

Ces coûts sont obtenus en faisant appel à l'apport de gaz naturel, pour produire après le coucher du soleil, sans que cet apport puisse, suivant les termes des contrats d'achat, dépasser 25 % de l'entrée d'énergie primaire. Sans cet apport, le prix du kWh aurait été de l'ordre de 16 c\$ au lieu de 12 c\$ par kWh. Si l'apport de gaz naturel permet d'améliorer l'amortissement du turboalternateur, ce gaz est converti avec un rendement inférieur au 50 % qu'offrirait une centrale à cycle combiné.



Une centrale LUZ en Californie

Ces centrales sont les seules centrales solaires de puissance supérieure à un mégawatt, ayant assuré leur production électrique sur un réseau commercial durant plus de dix ans.

Plus récemment, une société espagnole, Acciona energy, a construit et mis en service depuis peu une centrale de même type de 64 MW, nommée Nevada Solar One près de Boulder (Colorado).

Enfin, Pacific Gas & Electricity a annoncé en juillet 2007 la construction dans le désert de Mojave, d'une centrale solaire à capteurs cylindro-paraboliques composée de quatre modules de 140 MW chacun, soit une puissance totale de 560 MW. Le début de la production est attendue en 2011 ou 2012, avec un coût vers 10 c\$/kWh. C'est encore une société israélienne, Solel Solar Systems de Beit Shemesh qui a reçu le contrat. Les sociétés d'électricité californiennes déjà citées, visent à produire 20 % de leurs ventes à partir d'énergie renouvelable (hors grand hydraulique), dont 5 % de solaire thermodynamique.

Enfin, plusieurs projets sont en préparation en Espagne. Le gouvernement espagnol mise sur la production d'électricité solaire par voie thermodynamique et prévoit d'atteindre une puissance totale de 500 MW en 2010 grâce à un tarif d'achat de 26 c\$ par kWh. Environ 400 MW seraient produits par des centrales à capteurs cylindro-paraboliques de 50 MW mises en service de 2007 à 2010.

Cette filière utilisant aussi le rayonnement direct avec ses contraintes permet un stockage de chaleur. Ce n'est pourtant pas la solution retenue en Californie qui fait appel à un appoint par une chaudière au gaz naturel. Si l'appoint n'est pas l'utilisation la plus efficace du gaz, il permet de faire fonctionner le turboalternateur à sa puissance optimale et de réduire le cyclage thermique de la turbine.

Enfin, il existe une réelle expérience dans la production, l'installation et l'exploitation de ces centrales dont ne peuvent se prévaloir les deux filières concurrentes.

6.3. Les centrales solaires à tour

Dans ces centrales, un grand nombre d'héliostats, orientables suivant deux axes portant des miroirs, renvoient le rayonnement direct du soleil sur un récepteur central placé au sommet d'une tour. Des centrales expérimentales de 1 à 10 MW ont été construites aux USA (Solar One), en France (THEMIS), au Japon, en Italie, en Espagne et en URSS. De nombreuses technologies des différents composants ont été étudiées. Différents caloporteurs ont été essayés : eau-vapeur, sodium, et sels fondus (Thémis et Solar Two, modification de Solar One).

<i>Nom</i>	<i>Localisation</i>	<i>MWe</i>	<i>Miroirs (m²)</i>	<i>Caloporteur</i>	<i>Date</i>
Eurelios	Adrano, Sicily	1	6 200	Vapeur d'eau	1981
SSPS/CRS	Almeria, Spain	0,5	3 700	Sodium	1981
Sunshine	Nio, Japan	1	12 900	Vapeur d'eau	1981
Solar One	Barstow, USA	10	71 500	Vapeur d'eau	1982
Themis	Targassonne, France	2,5	11 800	Sels fondus	1983
CESA	Almeria, Spain	1,2	11 900	Vapeur d'eau	1983
SPP5	Shchelkino, Ukraine	5	40 000	Vapeur d'eau	1985
Solar Two	Barstow, USA	10	71 500	Sels fondus	1996

Les dimensions sont impressionnantes : Solar One comporte un champ circulaire de 1818 héliostats de 40 m² disposés autour d'un tour de 60 m de haut. La vapeur est produite directement dans le récepteur (510 °C et 102 bars). Solar One, après avoir fonctionné de 1982 à 1986, a été transformé pour recevoir un caloporteur à sels fondus et un stockage. Cette variante a fonctionné, couplée au réseau, durant plusieurs milliers d'heures.

La centrale française THEMIS a été entreprise à l'initiative du CNRS, reprise par le COMES, puis l'AFME, enfin construite et testée sous la direction d'EDF par un consortium industriel mené par Saint Gobain. Cette centrale construite dans les Pyrénées comprenait 200 miroirs de 50 m² et un récepteur situé dans une cavité au sommet d'une tour de 100 m de haut. Le caloporteur était un mélange des sels fondus chauffé à 510 °C, venant alimenter un stockage en pied de tour et une turbine à vapeur surchauffée (410 °C et 50 bars). THEMIS a été expérimentée durant trois ans et arrêtée comme la plupart des prototypes, trop tôt pour en tirer suffisamment d'enseignements.



Centrale THEMIS Targassonne, Pyrénées orientales, France

Une nouvelle vague de prototypes est actuellement en projet ou en construction :

- la centrale à tour PS 10 de 11 MW construite près de Séville et mise en service en 2006, est considérée comme une centrale commerciale. Elle utilise la vaporisation directe de la vapeur dans le récepteur, ne permettant pas le stockage de chaleur ;
- elle sera rejointe en 2008 par PS 20 une centrale de 20 MW ;
- enfin, toujours en Espagne, serait à l'étude, Solar Tres de 16 MW, dans le cadre d'une coopération entre les USA et l'Espagne. Cette centrale utiliserait la technologie des sels fondus et son stockage devrait permettre un fonctionnement continu.

Les centrales solaires à tour permettent de disposer d'une température élevée, donc d'un bon rendement de conversion. Les miroirs et héliostats représentent une forte part de l'investissement, que l'on compte alléger par une production en série. Les centrales à tour longtemps présentées comme la voie vers les très grandes puissances, semblent dépassées maintenant par les deux autres filières. En effet, les très grandes centrales devraient mettre en œuvre plusieurs tours, la distance maximale des héliostats au récepteur ne pouvant dépasser quelques centaines de mètres en raison de contraintes optiques.

6.4. Perspectives des centrales solaires à conversion thermodynamique

Les centrales thermodynamiques, faisant appel au rayonnement solaire direct, sont raisonnablement réservées aux régions de climat tropical sec de 15° à 40° de latitude.



Source: Phambod & Philibert 1991

Carte de l'ensoleillement direct : zones favorables aux centrales thermodynamiques

L'Agence internationale de l'énergie estime qu'un ensoleillement de 2 500 kWh par an est le minimum requis pour une exploitation économique de ces centrales (gris sombre sur la carte).

En Amérique du Nord, le sud ouest des États-Unis est une zone privilégiée. On trouve aussi des zones favorables en Amérique du Sud, au Moyen-Orient, dans les pays d'Asie centrale depuis la Turquie jusqu'aux franges de la Chine et de l'Inde, l'Afrique du Nord, l'Afrique du Sud et des régions de l'Australie. En Europe, le sud de l'Espagne, le sud de l'Italie, la Grèce et la Turquie conviennent, mais seulement, comme deuxième choix selon l'IEA, avec un ensoleillement de 2 000 à 2 500 kWh/m²/an (gris clair sur la carte).

De grandes régions des pays en développement remplissent les conditions requises de climat et d'ensoleillement et si les mégapoles exigent des centrales de grande puissance, les villes moyennes pourraient profiter de ces centrales solaires faisant appel à une énergie domestique et non émettrice de gaz à effet de serre.

On peut en effet considérer deux types de marché : les centrales en construction aux États-Unis répondent à un besoin spécifique, résultant de contraintes locales : une demande d'électricité maximale l'été dans la journée et une politique de réduction des consommations d'énergie fossile, mais aussi d'opportunités : un ensoleillement exceptionnel et la disponibilité de vastes zones désertiques à proximité des villes. C'est probablement aussi le cas en Andalousie.

Le choix des sociétés de production d'électricité américaines laissent penser que, pour ces « centrales de pointe » solaires, la solution thermodynamique distribuée (paraboloïde ou cylindro-parabolique) s'avère la plus économique dans l'immédiat.

En dehors de ces cas exceptionnellement favorables à l'énergie solaire thermodynamique, l'autre marché, déjà évoqué, des villes moyennes isolées demande des centrales disposant d'un stockage de la chaleur, permettant d'assurer la continuité de la fourniture. La centrale à tour se présente alors plus favorablement.

Enfin, comment ces centrales thermodynamiques se comparent-elles aux systèmes photovoltaïques ?

La conversion photovoltaïque présente deux avantages : la modularité du composant de base et, au moins pour les capteurs fixes, l'absence de pièces mobiles. Certes, les promoteurs des centrales thermodynamiques comptent sur la production en série de certains composants : moteurs Stirling, héliostats et miroirs, etc. Mais cela n'est en rien comparable aux modules photovoltaïques qui sont standards pour des systèmes allant de quelques kW à des centaines de MW. L'apprentissage industriel escompté sur les coûts des modules photovoltaïques est donc particulièrement crédible.

Cependant, le rendement de conversion des trois types de centrales thermodynamiques reste encore actuellement meilleur que celui des centrales photovoltaïques. Leur occupation du sol

reste donc plus mesurée. Mais leur exploitation et leur maintenance sont certainement plus lourdes : électromécanique des héliostats, circuits de fluides, chaudières haute pression, etc. La compétition reste ouverte au moins en ce qui concerne les centrales sans stockage.

En France, une activité de veille comme la pratique le laboratoire Promes du CNRS à Odeillo en liaison avec l'Union européenne et l'Agence internationale de l'énergie paraît intéressante et bien adaptée. Par contre, la construction d'un prototype de centrale de production sur le sol français, semble avoir peu d'intérêt en l'absence de besoins nationaux dans ce domaine.

6.5. Bibliographie du Chapitre 6

36. Case study 1: Concentrating solar power technology, Cedric Philibert, IEA OCDE COM/ENV/EPOC/IEA/SLT(2004)8 de 2004

37. État des Énergies renouvelables en Europe, Édition 2007, 7^e bilan EurObserv'ER

7. Incitations publiques pour le développement de l'énergie solaire

En application de la politique de développement des énergies renouvelables exposée précédemment, des instruments d'incitation ont été mis en place par les décrets et arrêtés d'application de la loi POPE de 2005, par la loi de finances de 2006 et par les arrêtés fixant la réglementation thermique du bâtiment.

7.1. Crédit d'impôt sur l'IRPP institué par la loi de finances de 2005

Un crédit d'impôt de 50 % du coût, taxes comprises, de l'équipement d'énergie solaire ou d'économies d'énergie, une fois déduites les subventions reçues, est accordé au contribuable assujéti à l'IRPP avec une assiette plafonnée à 16 000 € pour un couple. Si le bénéficiaire ne paie pas l'IRPP, le crédit lui sera versé par l'État. Cette disposition est applicable pour l'habitation principale jusqu'au 31 décembre 2009.

Ce crédit d'impôt ne porte pas sur les frais d'installation. En ce qui concerne l'énergie solaire, il porte sur les technologies thermique et photovoltaïque. De par son mode de calcul, il est réservé à l'habitat individuel sur un bâtiment neuf ou en rénovation.

Ce crédit d'impôt est accordé sous conditions de certification et de performance des équipements. Mais il est difficile d'imposer des labels nationaux qui seraient considérés discriminatoires par la Commission européenne. La direction des Impôts a peu de moyens pour le contrôle des déclarations des bénéficiaires.

7.2. Incitations publiques pour le développement du solaire thermique

En ce qui concerne le solaire thermique, les outils de promotion sont le crédit d'impôt cité, et des aides à l'investissement accordées par l'ADEME et par la plupart des régions et départements. Depuis l'instauration du crédit d'impôt, l'ADEME n'accorde plus de subvention aux particuliers qui en sont bénéficiaires.

Les aides complémentaires apportées par les collectivités territoriales sont de montants ou d'assiettes variés.

Dans la plupart des collectivités, l'aide est forfaitaire. Par exemple la région Midi Pyrénées attribue 600 € pour un chauffe eau solaire individuel (CESI) et 1 500 € pour un chauffage solaire. Par contre, dans la région PACA, outre 700 € apportés par la région pour un CESI, les départements ont des contributions personnalisées : 50 % du prix du matériel pour les Alpes maritimes, 500 € pour le Var et 350 € pour le Vaucluse. L'ADEME estime que l'aide régionale moyenne en métropole pour un chauffe-eau solaire est de 700 € par CESI de 4 m². Si les collectivités du sud de la France sont très motivées, les autres régions ne sont pas en reste : Bretagne, Normandie et Alsace ont des politiques actives.

L'ADEME apporte encore des subventions pour les installations collectives soit d'habitation, soit tertiaires. L'aide maximale de l'ADEME au solaire collectif s'élève à 350 € par m² de capteur solaire. Les régions sont également actives avec, souvent, une distinction entre installations publiques et activités commerciales ou industrielles. Les délégations régionales de l'ADEME organisent la communication vers le public sur les solutions techniques et les aides de toute origine alors que sa direction reconnaît que ces incitations ne garantissent pas toujours la rentabilité de l'investissement.

7.3. Réglementations du bâtiment et urbanisme

7.3.1. La réglementation thermique du bâtiment

Cette réglementation mise en vigueur à la fin des années 1970 pour les constructions nouvelles a abouti à des réductions très importantes de consommation d'énergie. Ces exigences ont été renforcées au fur et à mesure de la disponibilité des techniques de construction.

La réglementation définit une méthode de calcul conventionnelle des consommations d'énergie primaire d'un bâtiment. Cette valeur C est calculée en utilisant comme données d'entrée les caractéristiques réelles du bâtiment et de ses équipements ou des valeurs par défaut conventionnelles. Une consommation C_{ref} est calculée avec la même méthode de calcul en utilisant comme données d'entrée des caractéristiques de référence précisées dans un arrêté appliquées à un bâtiment d'une forme et d'un volume identiques au bâtiment réel.

La conception du bâtiment doit être menée de manière que C soit inférieure ou égale à C_{ref} en jouant sur d'éventuelles compensations. L'énergie solaire est prise en compte en considérant que les apports solaires thermiques sont « gratuits » et soustraits des besoins totaux. La contribution photovoltaïque est elle aussi soustraite de la consommation primaire C du bâtiment.

La méthode de calcul Th-C-E 2005 dite RT 2005, applicable aux habitats neufs, introduit des exigences nouvelles. La principale avancée pour les énergies renouvelables dans la RT 2005 par

rapport à la RT 2000 porte sur l'introduction de fait de l'eau chaude sanitaire solaire dans les projets de référence via des réductions de consommation imposées.

La RT 2010 déjà à l'étude devrait renforcer cette orientation. On compte obtenir en 2020, un gain de 40 % des performances dans le neuf. En outre, une part significative des logements neufs sera à énergie positive.

7.3.2. Les labels de performance énergétique

La réglementation thermique prévoit l'attribution de quatre labels « Haute Performance Énergétique » qui impliquent des performances accrues vis-à-vis de la RT. Ils prévoient les réductions suivantes : HPE (10 % vs la RT), THPE (- 20 %), THPE EnR (-30 %) et BBC (50 kWh/m²/an).

Le label THPE EnR s'applique à des bâtiments qui consommeront 30 % de moins que la RT après déduction des apports solaires thermique et photovoltaïque et qui comprendront au moins :

- 50 % d'eau chaude sanitaire solaire pour les immeubles collectifs et le tertiaire d'hébergement ;
- 25 kWh/an/m² de surface nette en renouvelable électrique exprimé en énergie primaire (soit 9,7 kWh électrique par m² et par an) ;
- 50 % de chauffage et d'eau chaude sanitaire solaire pour tout type de bâtiment et notamment pour les maisons individuelles ;
- 50 % d'eau chaude sanitaire solaire et 50 % de chauffage au bois ou de chauffage assuré par des réseaux de chaleur approvisionnés en renouvelables à plus de 60 %.

Ces contraintes multiples sont destinées à encourager des projets équilibrés dans leur recours aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie.

L'application des labels n'a pas un caractère obligatoire. Ils peuvent être utilisés comme un argument commercial par les constructeurs ou promoteurs, comme la base de dérogation à des règles d'urbanisme, ou comme condition à l'attribution d'aides par les collectivités territoriales.

7.3.3. La réglementation thermique dans l'existant

Le respect de la RT était jusqu'ici une obligation imposée aux seules constructions neuves. Une RT propre à l'existant se met en place. Elle vise tout d'abord à imposer des objectifs de performance de consommation globale lors de rénovation importante (d'un coût supérieur à 25 % de la valeur du bâtiment) de grands bâtiments (plus de 1 000 m²). Dans ce cas, les énergies renouvelables contribuent aux objectifs d'amélioration fixés par arrêté. De plus, une étude de faisabilité sera obligatoire avant les travaux dans le cas des grands bâtiments notamment pour examiner le recours à l'énergie solaire et aux autres énergies renouvelables.

7.3.4. Bonifications ou dérogations aux règles d'urbanisme

Le recours aux économies d'énergie ou aux énergies renouvelables est souvent pénalisé par les règles d'urbanisme en vigueur. À titre de compensation, le législateur a donc prévu d'autoriser le dépassement autorisé du COS (coefficient d'occupation des sols) pour les constructions comportant des énergies renouvelables ou remplissant des critères de performance énergétique. Cette mesure peut être mise en œuvre sans modification du Plan local d'urbanisme existant. Cet avantage croît avec le coût du foncier, fort élevé en ce moment. Il s'applique aux constructions neuves et à des travaux sur des bâtiments existants. Le dépassement, dans la limite de 20 %, est rendu applicable suite à une décision du conseil municipal.

Des performances énergétiques sont exigées :

- pour les bâtiments neufs le label THPE EnR ou des spécifications similaires ;

- pour les bâtiments existants, seuls les bâtiments à usage d'habitation dont l'isolation des combles a été assurée avec en plus des exigences suivantes portant sur la présence d'énergies renouvelables : solaire photovoltaïque ;

- 25 kWh/m² /an de surface nette ou une surface de capteurs supérieure au dixième de la surface nette et eau chaude solaire (50 % de la fourniture d'eau chaude sanitaire ou au moins 3 m² par logement).

Dans ce domaine de l'urbanisme, les départements et régions ont souvent pris des positions très favorables au recours aux énergies renouvelables. Mais comme déjà mentionné, la décision revient à la municipalité qui n'a pas toujours la même largeur de vues. De plus, la complexité de toute la réglementation rend difficile son application notamment quand les maîtres d'ouvrage sont des particuliers.

7.4. L'achat par le réseau de l'électricité d'origine renouvelable

La Loi 2000-108 du 10 février 2000 a prévu les modalités de raccordement de petites installations de puissance inférieure à 12 Mwc, dont celles utilisant l'énergie solaire. C'est une obligation d'achat par le distributeur de la production d'électricité de ces installations sur la base d'un tarif fixé par arrêté dont le premier, relatif à l'électricité solaire, a été publié en mars 2002.

L'administration a souhaité rendre cette incitation plus attractive et favoriser l'installation de générateurs solaires intégrés aux immeubles pour des raisons d'esthétique et de réduction des coûts. Aussi, l'arrêté tarifaire du 10 juillet 2006 prévoit un tarif comprenant deux composantes qui s'additionnent :

- T = 30 c€/kWh et I = 25 c€/kWh en métropole continentale ;

– T = 40 c€/kWh et I = 15 c€/kWh dans les DOM et en Corse.

I est une prime à l'intégration au bâti définie ainsi par le décret : « applicable lorsque les équipements de production d'électricité photovoltaïque assurent également une fonction technique et architecturale essentielle à l'acte de construction ». Le contrat de rachat est établi pour 20 ans avec une indexation contractuelle sur l'indice des prix à la production de l'industrie et l'indice du coût du travail dans l'industrie.

Les particuliers bénéficient en plus d'un crédit d'impôt de 50 % sur les équipements. Le conseil de régulation de l'électricité a émis un avis défavorable sur ces modalités, basé sur des arguments économiques, mais le gouvernement est passé outre.

Le surcoût imposé à EDF par l'achat au tarif obligatoire est pris en charge par le fonds des charges de service public de l'électricité (CSPE), lui-même financé par un supplément à la charge des usagers. Ce supplément est en 2008 de 4,5 € par MWh, mais la contribution au profit de l'énergie solaire est minime, de l'ordre de 7 %. Les contrats d'achat d'énergies renouvelables entraîneront en effet en 2008 une charge de 96,3 M€ sur un fonds de 1 640 M€. La majeure partie est constituée par les charges de péréquation tarifaire en Corse et dans les DOM, et les charges liées au tarif de la cogénération. Le prix de l'énergie substituée laissée à la charge d'EDF est le prix moyen sur le marché européen Powernext : Les prix attendus sont respectivement pour les 4 trimestres de 2008 : 77,33 €/MWh, 51,38 €/MWh, 53,42 €/MWh, 66,56 €/MWh.

L'application des modalités d'achat a entraîné quelques difficultés sur le plan fiscal dans le cas des particuliers bénéficiant du crédit d'impôt sur le matériel. La direction générale des impôts a en effet contesté le recours au crédit d'impôt pour financer un investissement commercial de vente d'électricité. Un compromis a été trouvé : le local doit être une résidence principale. L'habitation doit consommer au moins la moitié de l'électricité produite et cette condition est réputée remplie si la puissance du générateur est inférieure à 3 kWc.

Les entreprises ne bénéficient pas du crédit d'impôt, mais de l'obligation d'achat jusqu'à une puissance de 12 MWc.

Une autre question est l'interprétation de la qualification de capteurs intégrés au bâtiment. L'objectif de cette disposition est de susciter la production industrielle de composants qui remplissent à la fois une fonction solaire et une fonction traditionnelle du bâtiment. Cela devrait entraîner une réduction des coûts par cumul des fonctions, assemblage en usine et meilleure productivité des chantiers. La liste des composants acceptés par le ministère de l'industrie a fait l'objet d'un arrêté. Il serait souhaitable de vérifier à moyen terme si ces composants ont bien rempli les objectifs retenus par l'administration.

Enfin, de même que pour le thermique solaire, les collectivités territoriales viennent abonder les incitations de l'État par des subventions à l'investissement ou des bonifications de coût d'achat de l'électricité.

Une autre procédure d'incitation à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, consiste à imposer aux distributeurs d'électricité un quota d'électricité issue de renouvelables dans leurs ventes. Cette mesure a été appliquée ailleurs en Europe, notamment en Grande-Bretagne. Pour permettre une intégration européenne des producteurs français, la loi POPE définit un certificat d'origine « énergie renouvelable » qui peut être délivré à un acheteur qu'il soit un utilisateur final ou un distributeur. Le distributeur justifie du respect de ce quota en présentant les certificats d'origine de ses fournisseurs. La procédure des quotas n'étant pas utilisée en France, cette disposition est mise en œuvre pour l'exportation d'électricité, pour l'instant d'origine hydraulique.

7.5. Remarques générales sur les procédures d'incitation

Les articles parus dans la presse technique et les avis de praticiens rencontrés font apparaître qu'il y a encore beaucoup de confusion dans l'esprit du public pour la perception de ses besoins et sur les sources d'information : guichets multiples de financement, connaissance des labels et qualifications des entreprises ou des équipements.

La procédure du crédit d'impôt a allégé les tâches de l'administration, essentiellement de l'ADEME. Il a rendu aléatoire la vérification des qualifications des équipements, augmentant ainsi le risque de contre-performances décrédibilisant toute la filière.

Enfin, les démarches pour obtenir le raccordement d'un générateur solaire restent multiples et lourdes en dépit d'un effort d'organisation d'EDF. Il faut encore beaucoup de motivation pour profiter de l'énergie solaire.

Les différentes réglementations laissent espérer des incitations efficaces pour l'énergie solaire dans la construction neuve. Mais l'accès aux aides pour le solaire thermique dans les bâtiments existants présente des inégalités en fonction des propriétaires et des types de bâtiment. On peut citer les propriétaires de bâtiments tertiaires (hôtel, petits commerces, etc.), les copropriétaires d'appartements, les municipalités, etc. Le Syndicat des énergies renouvelables a fait une proposition intéressante pour améliorer cette situation : La création d'un fonds « chaleur » qui permettrait de sortir les aides du budget de l'État. Cette idée a été débattue par le Grenelle de l'environnement et pourrait faire l'objet d'une proposition au gouvernement.

8. Obstacles et perspectives de l'énergie solaire en France

Quoique la pénétration de l'énergie solaire soit encore négligeable vis-à-vis des énergies fossiles et même d'autres énergies renouvelables comme l'hydraulique, le bois-énergie ou les éoliennes, de nombreuses objections ont été soulevées quant à la faisabilité de son développement et d'éventuelles conséquences sur l'environnement.

Dans ce chapitre, vont être considérées ces objections et les perspectives raisonnables de pénétration de l'énergie solaire en France soit sous forme thermique, soit sous forme d'électricité photovoltaïque.

En menant ces réflexions, le groupe de travail a été frappé par l'absence d'études de prospective applicable à la France sur ces différentes problématiques. Il a donc été amené à faire des évaluations ou à imaginer des scénarios sans disposer ni du temps, ni des compétences spécialisées pour les mener à bien. On peut donc mettre en doute plusieurs conclusions de ce chapitre, mais il faut surtout en tirer la conclusion que des études de prospective du système énergétique français prenant en compte la pénétration de l'énergie solaire, sont nécessaires.

8.1. Énergie investie et impact sur l'environnement de la production des installations solaires

La production d'énergie par conversion de l'énergie solaire ne crée pas de pollution que ce soit au niveau local ou mondial et n'émet pas de gaz à effet de serre. Elle ne consomme pas non plus en permanence de matières premières d'origine fossile. Toutefois pour être exhaustif, il faut prendre en compte les matériaux et l'énergie investis dans la construction et l'entretien des systèmes, les pollutions et émissions de gaz à effet de serre résultant de cette construction et aussi de la déconstruction en fin de vie.

Cette évaluation s'effectue dans le cadre d'Analyse du Cycle de Vie (Life Cycle Analysis) dont la méthodologie a été développée durant les trente dernières années. Les rapports sur ce sujet publiés encore récemment, indiquaient des valeurs défavorables à l'énergie solaire souvent reprises dans la presse non spécialisée ou citées dans des comités de réflexion.

Le groupe de travail a donc décidé de procéder à une analyse des publications récentes sur le sujet. Les résultats de cette analyse sont présentés dans l'annexe 3 de ce rapport.

Les principales conclusions sont les suivantes :

- beaucoup de données qui circulent concernant les installations solaires sont basées sur l'ACV de procédés datant du début des années 90 et abandonnées dans l'industrie. De plus, les contenus énergétiques des matériaux pris en compte dans les ACV, seraient basés aussi sur des données encore plus anciennes ;
- l'Agence Internationale de l'Énergie a pris parti sur ces questions, avec l'apport des résultats du programme Crystalclear de la Commission européenne et celui des bases de données de Ecolnvent.
- les évaluations récentes concernant des systèmes photovoltaïques utilisant le silicium cristallin font ressortir des temps de retour de l'énergie investie de 2 à 3 années dans le sud de l'Europe, 3 à 4 années en Europe du nord. Les études de prospective montrent des gains possibles de 50 %, soit par des progrès sur les technologies des photopiles au silicium, soit par le recours à des photopiles en couches minces.
- les émissions de gaz à effet de serre rapportées à la production totale des installations sont de l'ordre de 20 à 40 gCO₂ équivalents par kWh, avec des progrès possibles en dessous de 10 g/kWh. Elles se comparent ainsi avec celles de la production d'électricité par d'autres moyens :

Charbon	Cycle combiné Gaz	Nucléaire USA	Eoliennes	Silicium multicristallin	CdTe 8 % sur un toit	CdTe 9 % multicristallin
900	400	20	11	37	18	25

Émissions de gaz à effet de serre en g de CO₂ équivalents

Les chauffe-eau solaires assurent des temps de retour en énergie autour de 2 années et les chauffages solaires à eau chaude de 2 à 4 années.

Ces calculs sont réalisés avec le mix énergétique allemand ou américain, les photopiles fabriquées en France affichent probablement un investissement en carbone plus faible.

Enfin, il faut citer l'évaluation ExternE [7] soutenue par l'Union européenne, ACV entrant dans le détail des émissions ou déchets et chiffrant en unités monétaires les impacts sur l'environnement et la santé.

Une publication récente estime les impacts sur l'environnement à 0,17 c€/kWh pour un générateur au silicium multicristallin installé sur un toit et à 0,126 c€/kWh pour une centrale avec des photopiles au CdTe. En France, ces valeurs se comparent aux suivantes : charbon 7 à 10 c€/kWh, pétrole 8 à 11 c€/kWh, gaz naturel 2 à 4 c€/kWh, nucléaire 0,3 c€/kWh et biomasse 1 c€/kWh.

Toutes ces valeurs relatives à l'énergie solaire sont de l'ordre de grandeur de celles attribuées au nucléaire et aux éoliennes. L'énergie solaire est bien une énergie renouvelable avec de très basses émissions de gaz à effet de serre.

8.2. Insertion de l'électricité solaire dans le réseau

À l'image d'autres pays développés, la France a choisi de promouvoir le développement de l'électricité solaire en encourageant l'installation de générateurs apportant leur production au réseau, indépendamment de la consommation de l'utilisateur.

8.2.1. Le raccordement technique au réseau

Une grande part des générateurs domestiques ayant une puissance inférieure à 10 kVA, sont raccordés au réseau de distribution basse tension (BT). Les spécifications techniques des onduleurs et des équipements de raccordement ont dû prendre en compte les problèmes de sécurité pour les personnels intervenant sur les lignes, en particulier le risque d'une surtension résultant d'un excès de production à l'extrémité des lignes BT.

De l'avis des spécialistes rencontrés, il se matérialiserait seulement avec un taux d'équipement très élevé des usagers connectés, ou dans un cas particulier, celui de la construction de quartiers dont tous les immeubles seraient équipés.

Dans ce cas, la structure du réseau BT devrait être spécialement conçue avec éventuellement des onduleurs échangeant de l'information avec le poste de transformation. Un lotissement de villas solaires a été construit au Japon pour étudier différentes solutions.

Pour des puissances plus élevées entre 10 et 100 kVA, le raccordement se fait en haute tension HTA (5 ou 20 kV) simplifiant la régulation mais induisant les coûts supplémentaires du poste et de la longueur de lignes.

8.2.2. L'impact de l'intermittence de la production solaire sur la gestion du réseau

L'annexe 4 du présent rapport rappelle les fondamentaux de la création et de la gestion des systèmes électriques et les questions soulevées par l'accueil des producteurs indépendants et des énergies renouvelables.

La production d'électricité solaire connectée au réseau métropolitain est actuellement totalement négligeable vis-à-vis des fluctuations de la demande et des aléas de la production d'électricité. On ne dispose donc pas de résultats d'exploitation pouvant servir de base à la prédiction de l'impact de l'intermittence de la production solaire sur la gestion du réseau.

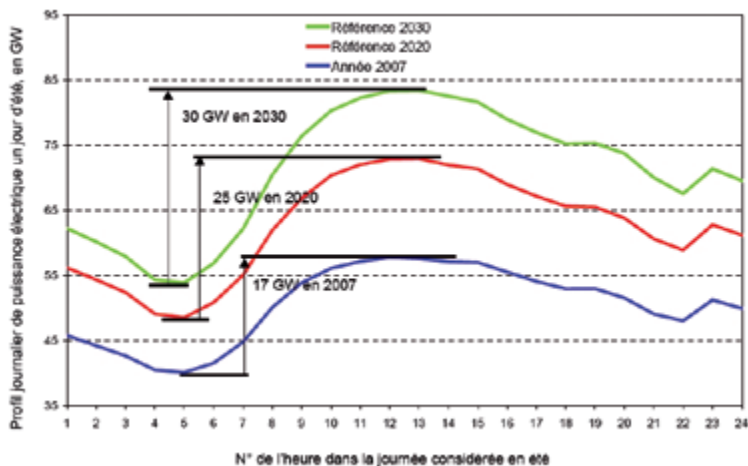
On peut toutefois faire des remarques de bon sens sur l'apport d'électricité solaire dans le réseau. C'est seulement après 2020 et plus probablement 2030 que l'énergie solaire peut prétendre à atteindre une part visible de la consommation française d'électricité. Or la demande d'électricité après 2020 est mal connue.

Les nouvelles applications de l'électricité tendront naturellement à majorer la demande totale, mais joueront plus encore un rôle à déterminer sur sa répartition horo-saisonnière. Les économies d'énergie dans l'habitat peuvent paradoxalement accroître la demande d'électricité d'une manière très variable avec la saison, le chauffage électrique étant la forme la plus commode d'énergie d'appoint. Il en est de même de la vulgarisation du rafraîchissement estival. Les différentes études de prospective publiées par la DGEMP, citées en références 1,2 et 4 de ce chapitre, montrent toutes des hausses de la consommation nationale d'électricité partant de 476 TWh en 2006 pour atteindre 533 TWh en 2020 (RTE ref. 8-2), 624 TWh en 2030 (DGEMP-OE ref. 8-4) et 680 TWh (ENERDATA ref. 8-1) en 2050. L'apport de l'énergie solaire trouvera sa place dans le renforcement de la capacité de production et non en remplacement des moyens de production existants.

On attend de l'énergie solaire qu'elle soit une contribution en énergie et, à un moindre degré, en puissance, entraînant des économies d'énergie et la réduction des émissions. La production d'électricité solaire est uniquement diurne. Il en est donc ainsi de sa contribution aussi bien en puissance qu'en énergie.

Le grand handicap de l'énergie solaire est de ne pas contribuer à la pointe de demande d'hiver qui se situe après le coucher du soleil. Faut-il en conclure que sa production d'hiver est inutile ? L'absence de contribution de l'électricité solaire à la pointe d'hiver ne devrait pas empêcher de constater des effets de substitution en énergie durant cette saison. En effet, la demande de milieu de journée en cette période de l'année, est de l'ordre de 95 % de la valeur de la pointe. (par exemple, en 2007, la pointe est constatée le 25 janvier 2007 à 19 h 30 : 84 686 MWh, le même jour à 13 h 30 : 80 097 MWh).

La situation est en comparaison plus favorable durant les mois d'été mais pour répondre à une demande plus faible. L'étude DGEMP-OE citée en référence 8-4 a estimé la puissance appelée en fonction de l'heure pendant une journée d'été en 2007, 2020 et 2030. Comme le montre le graphique ci-dessous, l'écart entre le creux de la nuit et la pointe de la journée va presque doubler entre 2007 et 2030. L'électricité solaire devrait trouver sa place dans la satisfaction de ces besoins de puissance et d'énergie supplémentaires.



Simulation de la puissance demandée pendant une journée d'été en fonction de l'heure

Source : Scénario énergétique de référence DGEMP-OE cité en référence 8-4

Pour aller plus loin que ces remarques de bon sens, le groupe de travail estime indispensable de mener une étude sur la place éventuelle de la production d'électricité solaire aux horizons où elle peut satisfaire une part visible de la demande nationale d'électricité.

L'offre d'énergie solaire obéit à des lois statistiques liées à la météorologie. Mais il faut noter qu'il en est de même pour la demande d'électricité très sensible en France à la température, en raison du développement du chauffage électrique. Il en est aussi de même pour l'énergie éolienne. Il est donc indispensable d'approfondir les connaissances sur les corrélations entre ces différentes fonctions statistiques. Une question également importante est celle de la corrélation spatiale de la production solaire de générateurs répartis sur le territoire national, afin d'aboutir aux lois statistiques de la production collective.

Le groupe de travail n'a pas en effet trouvé une telle étude en France. Il s'est donc intéressé à des travaux menés en France touchant l'énergie éolienne, qui est également fluctuante en liaison avec les phénomènes météorologiques. Il a, en outre, consulté une étude américaine sur l'insertion de l'électricité photovoltaïque dans l'ouest des États-Unis.

Le rapport « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France » préparé par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) fait état des études que cet organisme a menées pour évaluer l'insertion de parcs d'éoliennes d'une puissance nominale de 10 GW en 2010 et 17 GW en 2020.

L'étude de RTE s'appuie sur les retours d'exploitation des éoliennes, dont la part reste modeste, en 2006 et 2007 (moins de 2 GW de puissance maximale et 4 TWh de production) mais suffisante pour estimer les parcs envisagés et sur des études de statistiques météorologiques menées par Météo-France.

En conclusion, RTE affirme, en s'appuyant sur ces études, que le parc d'éoliennes envisagé vers 2010 contribue bien au passage de la pointe d'hiver : environ 25 % de sa puissance crête étant garantie à cette période. Le parc aurait un facteur de charge de 24,6 % en moyenne soit 2 600 heures de fonctionnement se répartissant entre 28,4 % en hiver et 20,1 % en été.

Par ailleurs, au niveau de la prévision du jour au lendemain, les aléas de prévision de la production éolienne ne sont pas corrélés avec ceux de la température, qui influent très fortement sur la demande. Les excursions de puissance à satisfaire avec les équipements thermiques sont donc modérément accrues par l'existence du parc éolien.

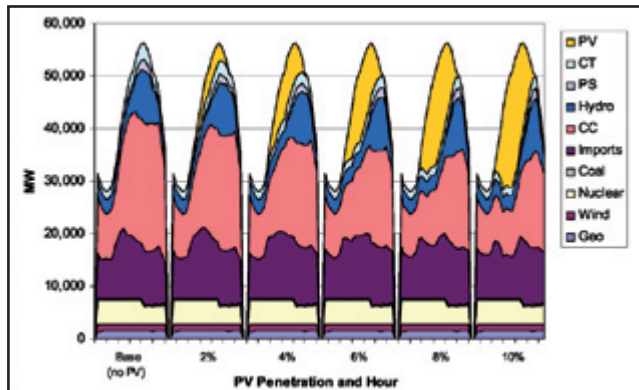
Les caractéristiques des ressources éoliennes et solaires sont trop différentes, pour qu'une transposition directe soit possible. La principale leçon à tirer du parallèle avec l'énergie éolienne est l'intérêt et la possibilité de mener une étude s'appuyant sur les statistiques de demande et de production pour estimer les substitutions d'énergie. Une telle étude paraît indispensable, parce qu'aucune approche empirique ne semble possible.

Un second parallèle peut être établi avec une étude menée aux États-Unis.

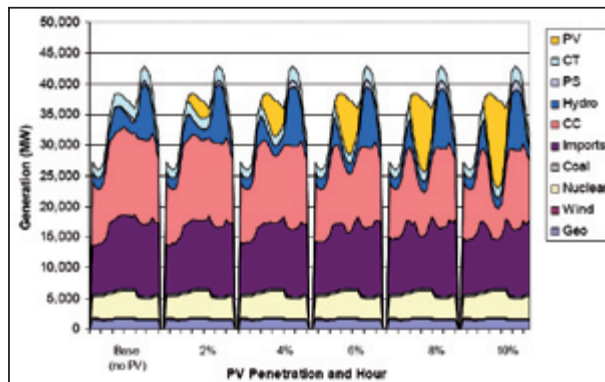
Un organisme fédéral, le National Renewable Energies Laboratory, a publié en novembre 2007 une étude portant sur l'insertion d'électricité photovoltaïque dans les États du sud-ouest des États-Unis et notamment la Californie. Le rapport technique de cette étude est cité en référence 8-3 de la bibliographie du présent chapitre. C'est évidemment un cas favorable pour l'énergie solaire, la pointe de consommation se trouvant en été.

Le rapport montre, courbes de charge à l'appui, que l'énergie solaire à la proportion de 1 à 10 %, déplace l'électricité fournie par des centrales au gaz naturel (cycles combinés et turbines à gaz).

Quelques résultats pour la Californie sont présentés dans les graphes qui suivent. On note en hiver la contribution du photovoltaïque en milieu de journée sans apport à la pointe du soir. En été, le photovoltaïque contribue à la satisfaction de la pointe en milieu de journée.



Simulation de la contribution des différents sources d'électricité à la demande de la Californie pour un jour d'été de 2007 avec différents scénarios de pénétration



Simulation de la contribution des différents sources d'électricité à la demande de la Californie pour un jour d'hiver de 2007 avec différents scénarios de pénétration

L'étude du NREL n'est pas non plus directement transposable en France. Mais les résultats de l'étude de RTE sur l'énergie éolienne et ceux de l'étude du NREL rassurent sur la faisabilité de l'étude appliquée à la France, que propose le groupe de travail.

Le cœur de l'étude à mener pour la France, pourrait porter sur les relations statistiques entre la température, l'ensoleillement et la vitesse des vents avec la demande d'électricité et la production des énergies de flux et d'en déduire leur contribution au mix énergétique.

Les distributions spatiales et temporelles de l'énergie solaire pourraient conduire à des examens particuliers :

- profiter de la contribution de l'énergie solaire pour améliorer l'équilibre régional dans le midi et notamment dans la région PACA ;

- jouer sur les incitations et les tarifs pour renforcer la production solaire en hiver ;
- prendre en compte l'offre et la demande des réseaux européens, y compris en jouant sur l'étalement de l'est à l'ouest des pays européens.

La conclusion du groupe de travail est qu'une étude concernant l'insertion de l'énergie solaire dans le réseau à coté de l'énergie éolienne, avec différents scénarios de pénétration, est indispensable compte tenu de l'ambition du programme national de développement de l'énergie photovoltaïque.

8.3. Place de la production solaire dans le système énergétique et disponibilité des sites

La politique affichée par les services officiels, ADEME et DGEMP, est d'associer les systèmes solaires aux bâtiments d'habitation ou tertiaires. Cette hypothèse sera retenue.

En raison de la difficulté du transport de la chaleur, il va de soi que les systèmes solaires thermiques seront placés sur ou contre les bâtiments. Quelle sera alors la surface de capteurs solaires thermiques nécessaire pour aboutir à la division par 4 des émissions de GES après 2050 et comment sera-t-elle compatible avec les surfaces offertes ?

Pour les installations photovoltaïques, outre des générateurs placés sur les toits ou façades, on pourrait construire des centrales installées au sol. Compte tenu de la réticence du public vis-à-vis des éoliennes due à leur impact sur le paysage, il semble préférable de donner la priorité aux générateurs dispersés liés aux bâtiments. De même que pour les capteurs thermiques, quelle surface de modules doit-on installer pour obtenir une production significative vis-à-vis de la consommation nationale et quelle part des surfaces offertes occuperont-ils ?

En l'absence d'études officielles publiées sur le sujet, le groupe de travail a fait des évaluations, qui mériteraient d'être reprises par des économistes de l'énergie.

Pour déterminer une contribution plausible des capteurs thermiques en 2050, le groupe s'est appuyé sur un scénario établi par J. Orselli présenté dans le document de travail établi en 2007 pour le groupe de travail « économies et substitutions d'énergie » de l'Académie des technologies. Ce modèle relatif à l'habitat et sans apports solaires a été extrapolé en ajoutant le recours à l'énergie solaire et en l'étendant, au prorata, aux bâtiments tertiaires.

Pour les installations photovoltaïques, le groupe est parti du Bilan prévisionnel de l'équilibre offre - demande d'électricité en France établi par RTE. La répartition des productions d'énergie en

2020 ne prévoit pas d'énergie solaire, mais le groupe a admis que de l'énergie éolienne pouvait être substituée par de l'énergie solaire. Cette répartition a été étendue en 2050 en conservant la part d'énergies renouvelables dans deux hypothèses de consommation nationale.

Le détail des hypothèses et des calculs se trouve en annexe 5.

Les principaux résultats sont les suivants :

	Energie produite En TWh	En Mtep Surface de capteurs	Energie produite En Mm ²
Bâtiments d'habitation	7 – 10,3	75 – 120	115 – 170
Bâtiments tertiaires	4,5 – 7,5	55 – 95	75 – 125
Production d'électricité		25 – 42	200 – 335

L'encombrement rapporté à la surface des planchers est donné dans le tableau suivant :

	Surface en Mm ² (millions de m ²)	Surface en m ² pour 100 m ² de planchers
Capteurs thermiques sur habitations	115 - 170	3,3 - 4,9
Capteurs thermiques sur bâtiments tertiaires	75 - 125	4,5 - 9,0
Total de capteurs thermiques	190 - 295	
Modules photovoltaïques sur habitations et tertiaires	200 - 335	4,0 - 7,0
Total des capteurs et modules	390 - 620	8,0 - 13,0

L'encombrement moyen des capteurs paraît globalement acceptable dans une maison individuelle ou un entrepôt isolé. Mais beaucoup de situations locales : espaces urbains denses, immeubles très élevés, zones protégées pour des raisons culturelles, etc. ne permettront pas ces implantations ou seulement partiellement, et la contrainte sera reportée sur de plus petites surfaces. Il paraît donc raisonnable de fixer l'objectif d'insertion d'énergie solaire au niveau médian de la fourchette, ce qui va déjà exiger un effort technique et économique important.

Le groupe de travail propose les valeurs suivantes :

	Energie substituée en 2050	Surface des capteurs en Mm ²
Bâtiments d'habitation	9 Mtep	150
Bâtiments tertiaires	6 Mtep	100
Electricité solaire	32 TWh ou 8 Mtep ⁽¹⁾	250 – 32 GWc
Total	23 Mtep	500

1. Conversion d'énergie fossile (en tep) en électricité (en MWh). 0,2606 tep donne 1 Mwh. Voir annexe 6.

Deux conclusions peuvent être tirées :

- en supposant que cette énergie substituée concerne du gaz naturel², le recours à l'énergie solaire réduit les émissions de gaz à effet de serre de la France de 54 Mt CO₂ soit 15 Mt équivalent carbone ;
- l'étude sur l'application du facteur 4 commandée à Enerdata par la DGEMP, qui estime la consommation primaire de la France en 2050 entre 200 et 250 Mtep, conduit à proposer un objectif simple pour le développement solaire en France : **fournir 10 % de la consommation primaire de la France avec une surface de capteurs égale à 10 % de la surface de planchers des bâtiments. Cet encombrement semble compatible avec l'installation des capteurs sur les bâtiments.**

8.4. La dynamique de développement des installations solaires

Les promoteurs publics ou privés de l'énergie solaire constatent avec beaucoup de satisfaction la croissance géométrique ou exponentielle des ventes et de la production d'équipements solaires et projettent vers l'avenir de telles croissances. Ces croissances sont d'autant mieux accueillies qu'elles devraient faire baisser les prix par le mécanisme bien connu de l'apprentissage industriel. La croissance et la baisse des coûts semblent devoir continuer éternellement.

Mais un adage boursier dit : « Les arbres ne montent pas jusqu'au ciel ».

Il en est de même pour le parc d'un nouvel équipement. On enseigne dans les cours de marketing que la taille du parc suit une courbe en S. Partant d'une valeur modeste, les ventes suivent d'abord une progression géométrique, puis le taux d'augmentation décroît jusqu'à des ventes stables correspondant au renouvellement des matériels en fin de vie. D'où la courbe au S de la taille du parc. La croissance initiale s'explique par la contagion des expériences (d'où la crainte des contre-performances), le plafonnement résultant de l'épuisement quantitatif de la cible de premier équipement.

Dans le cas des capteurs solaires thermiques, la cible évaluée précédemment est de 250 millions de m² à atteindre en 2050, partant de 1 million en 2006. De plus, si la part de la cible dans la restauration des bâtiments anciens est rapidement disponible, l'objectif correspondant à l'équipement des bâtiments neufs, ne peut être atteint qu'au fur et à mesure de leur construction. Le renouvellement intervient après 20 ans.

Proposer des installations atteignant 1 million de m² vers 2012, puis 6 millions de m² autour de 2030 et augmentant pour atteindre le niveau de renouvellement de 12 millions de m² en

2. Cette hypothèse est corroborée par le rapport de prospective de la DGEMP publié en avril 2008. Selon les résultats du scénario présenté dans ce rapport, la DGEMP indique que la France importera 78 milliards de mètres cube de gaz en 2030, contre 44 milliards en 2006.

2050 n'est pas démesuré vis-à-vis des possibilités de l'industrie : les ventes de capteurs dans l'Union européenne des 25 ont dépassé 3 millions de m² en 2006. En France, une des quatre sociétés produisant des capteurs thermiques annonce pour 2008 une capacité de production de 600 000 m² par an.

La cible pour le photovoltaïque est un parc de 32 GWc en 2050. Les fabricants de modules les garantissant 25 ans, le renouvellement interviendra au terme de cette durée. La production de renouvellement est donc de 1,5 GWc. La cible peut être atteinte en 40 ans sans dépassement de la production de renouvellement.

Pendant la période de constitution du parc, et à partir du moment où l'on produit 1,5 GWc par an, où peut-on installer ces quelque 1 200 ha de modules PV chaque année ?

Cette surface n'est pas disproportionnée par rapport à celles des toitures et façades des constructions. En effet, une répartition comme suit peut être imaginée :

- 30 % de la surface des bâtiments tertiaires neufs (de l'ordre de 12 millions de m² par an) soit 600 MWc. Notamment, les bâtiments logistiques neufs (2 Mm² par an) pourraient accueillir 50 % de leur surface de modules ;
- 50 % à 75 % des logements individuels neufs, soit 200 000 installations de 3 kWc (20 m² à 15 %), soit 600 MWc ;
- les 300 MWc restant en installations de dizaines de kWc, en habitat collectif et dans l'ancien.

C'est donc possible, mais il serait impossible d'en faire 3, 4 ou 10 fois plus sans avoir recours à de grandes centrales, confirmant la remarque faite sur la surface totale en 2050.

L'ordre de grandeur est aussi plausible vis-à-vis des possibilités de l'industrie.

Le taux d'installation en Allemagne s'approche de 1 GWc par an. La puissance cumulée de l'Union européenne des 25 est de 3 GWc et, d'après EurObserv'ER, atteindrait 8,5 GWc en 2010.

8.5. Conclusions du chapitre 8

L'énergie investie dans les installations et leurs émissions de gaz à effet de serre et autres polluants, sont du même ordre de grandeur que celles des autres sources d'énergie à faibles émissions.

Le raccordement des générateurs photovoltaïques au réseau est maîtrisé. L'insertion du photovoltaïque dans le réseau électrique en puissance et en énergie mérite des études, mais le succès

des études similaires sur les éoliennes laisse bien augurer du résultat.

L'extrapolation d'un scénario utilisé par le groupe de travail « économie et substitutions d'énergie » de l'Académie des technologies, ainsi que l'extension en 2050 des prévisions d'équilibre de RTE pour 2020 montrent qu'en utilisant des surfaces de capteurs et modules qui peuvent atteindre 10 % de la surface des bâtiments, l'énergie substituée par l'énergie solaire peut atteindre 23 Mtep et éviter les émissions de 15 Mt équivalent carbone.

Une estimation de la dynamique de développement des installations solaires a montré que l'objectif précité pouvait être atteint en 40 ans sans dépasser le rythme annuel qui serait ultérieurement celui du renouvellement des installations.

En conclusion, le développement de l'énergie solaire pour atteindre 10 % de la consommation primaire de la France en 2050 ne semble pas se heurter à des obstacles techniques ou à des objections sociétales incontournables.

8.6. Bibliographie du chapitre 8

38. 1. Étude pour une prospective énergétique concernant la France,
39. Rapport final de l'étude de prospective de la France sous la contrainte du facteur 4 confiée par la DGEMP à ENERDATA et au LEPII 01-02-2005 Convention n° 03.2.18.09.07
<http://www.dgemp.minefi.gouv.fr/energie/prospect/pdf/oe-facteur-quatre.pdf>
40. 2 - Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, Édition 2007 RTE Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité
http://www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/bilan_complet_2007.pdf
41. 3 - Production Cost Modelling for High levels of Photovoltaic Penetration. National Renewable Energy Laboratory US DOE Technical report February 2008
<http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42305.pdf>
42. 4 - Scénario énergétique de référence DGEMP-OE [2008] Rapport de synthèse du 2 avril 2008
<http://industrie.gouv.fr/energie/prospect/pdf/scenario-2008.pdf>

9. Pour un changement d'échelle

Dans les chapitres précédents, ont été présentées les filières d'utilisation de l'énergie solaire et les procédures d'incitation actuellement en vigueur. Ce chapitre va revenir d'une manière synthétique sur les actions prioritaires pour un développement à grande échelle de l'énergie solaire. Ce sont la recherche, le développement industriel, la qualité des installations et la formation des personnels, l'avenir des incitations et le coût des actions envisagées.

9.1. La recherche sur l'énergie solaire

Des actions de recherche dans ce domaine ont été soutenues par l'État depuis plus de 30 ans, avec des retombées industrielles assez réduites en raison de l'absence de marché. Certaines filières tant en thermique (stockage dans les matériaux à changement de phase, PAC solaires) qu'en photovoltaïque (photopiles en couches minces) ont donné lieu à des travaux visant des technologies d'avenir. Malheureusement, l'avenir reculait d'un an chaque année et le pli étant pris, chacun s'en accommodait.

Cette situation n'est plus vraie : ces technologies sont devenues celles d'aujourd'hui, malheureusement portées par des industriels étrangers.

Cela implique de repenser l'équilibre des soutiens publics entre la recherche à long terme et les actions aval : développement, démonstration, et projets pilotes.

La recherche sur l'énergie solaire soutenue par l'ANR, est intégrée dans un programme HABISOL, dont le titre veut refléter l'orientation de la politique nationale tendant à développer l'énergie solaire dans le cadre de la maîtrise de l'énergie dans le bâtiment.

Mais l'appel d'offres de ce programme pour 2008 ne reflète que très partiellement cet objectif. Certes, le programme HABISOL réserve une part très importante à la recherche photovoltaïque. Mais il exclut les recherches sur les systèmes photovoltaïques. En outre, compte tenu de la saturation des équipes de recherche s'intéressant aux filières principales, qui a été constatée en 2007, ces recherches risquent de se porter sur les filières futuristes. Ce programme ne retient pas non plus les composants des systèmes solaires thermiques, qui, aux dires de nos collègues européens, sont encore susceptibles de bénéficier de progrès technologiques.

Heureusement, le programme de recherche de l'ANR sur le stockage de l'énergie, contient un volet sur le stockage de la chaleur, qui pallie, partiellement, le manque d'intérêt du programme HABISOL pour le solaire thermique.

En principe, l'ADEME conserve un volet de recherche tourné vers le développement et la recherche industrielle, mais il n'a aucune visibilité et ne dispose que de moyens réduits.

Lors des débats du Grenelle de l'environnement, le soutien du développement des technologies de l'énergie par la réalisation de démonstrateurs a été évoqué. C'est une idée très prometteuse si les projets sont choisis en fonction de leurs applications industrielles ultérieures à moyen terme. L'expérience des projets pilotes des années 80 (centrales solaires, usines de biomasse) a montré qu'il n'est pas rentable d'être trop en avance sur la diffusion des technologies. Une bonne garantie est d'obtenir une implication forte d'un ou de plusieurs industriels dans le projet. L'objectif d'un projet de démonstrateur peut être à différents niveaux : démonstrateurs de production comme des chaînes pilotes d'évaluation de technologies, démonstrateurs d'utilisation de l'énergie solaire, par exemple bâtiments de haute qualité environnementale avec des technologies solaires ou de stockages intégrées.

Par contre, il faut accueillir avec méfiance, les projets trop futuristes ou répondant à des finalités de communication plutôt qu'à des finalités techniques.

En conclusion, il est évident que de grandes ambitions dans le développement de l'énergie solaire appellent le maintien d'une activité vigoureuse de recherche, développement et démonstration. Mais il faut prendre en compte un nouveau contexte : les applications et les marchés sont présents et non promis dans un avenir lointain et hypothétique. La priorité doit être accordée à l'aval du cycle technologique et les industriels doivent être fortement impliqués.

9.2. Développement industriel

Il y a quelques décennies, en France, l'État mais aussi les industriels considéraient que le marché intérieur et le développement industriel étaient étroitement liés. Il n'en est plus de même aujourd'hui. L'accès au marché mondial est un argument essentiel pour promouvoir une activité industrielle.

C'est pourquoi le grand dynamisme du marché mondial des équipements solaires est la principale justification au développement d'activités industrielles en France dans ce domaine, avant même la satisfaction d'un besoin domestique.

Les atouts de la France sont l'ancienneté de la recherche dans ce domaine, la qualité de la main d'œuvre de l'industrie manufacturière et l'expérience des sociétés existantes dans le domaine des semiconducteurs ou de l'énergie solaire. Ces sociétés ont été actives à l'exportation alors que le marché national était confidentiel.

La discussion porte sur la masse critique de production pour affronter la concurrence internationale. En matière de capteurs thermiques, une usine produisant un million de m² par an semble une cible raisonnable dans les prochaines années. Pour les modules photovoltaïques, les japonais annoncent dans les colloques des usines avec une capacité de production de 1 000 MWc par an, mais cela pourrait être de l'intoxication. Des sites de production de 100 MWc/an ou 300 MWc/an semblent compétitifs mais pour combien de temps ?

Enfin, l'apparition de deux nouveaux marchés liés aux capteurs et modules solaires est à souligner : celui des équipementiers construisant les machines à produire les composants solaires et celui des matériaux spécifiques entrant dans ces fabrications.

Enfin, à côté des producteurs d'équipements, viennent les distributeurs-installateurs qui jouent un grand rôle dans les ventes et la qualité des installations.

Dans la mesure où l'État conserve des possibilités d'action en faveur du développement d'activités industrielles, il faut qu'il aide l'industrie française à sauter dans le train de l'industrie solaire mondiale. Dans quelques années, il sera trop tard.

9.3. Qualité des installations et formation des personnels

Depuis les balbutiements de l'énergie solaire en France, un problème récurrent a été celui de la qualité des équipements, de la compétence des installateurs et de la formation des personnels engagés dans ces activités.

La question que soulèvent tous les responsables, est celle de la capacité des entreprises à répondre à la demande du marché en quantité et en qualité, notamment au niveau de l'installation des systèmes.

9.3.1. Qualité des équipements

Les équipements qui sont utilisés pour les installations solaires, peuvent bénéficier d'un « avis technique » délivré après essais par le CSTB à la demande et aux frais du fabricant ou de l'importateur. Il existe un label européen Solar Keymark délivré par une organisation interprofessionnelle d'industriels européens. Les industriels français signalent plusieurs difficultés : les demandes d'avis technique au CSTB, notamment pour les composants intégrables au bâti, sont très nombreuses et le CSTB peine à satisfaire cette demande. Ils n'ont en outre pas confiance dans la rigueur de l'attribution du Solar Keymark.

La certification des équipements intégrables au bâti est indispensable pour deux raisons :

- obtenir que la concurrence entre les produits offerts sur le marché européen se fasse à qualité contrôlée égale ;
- obtenir un contrôle effectif de la qualité des équipements bénéficiant du crédit d'impôts ou de subventions de l'ADEME ou des régions.

L'ADEME et les organisations professionnelles en sont conscientes. Des rapprochements sont en cours en vue de la création d'un nouveau label européen vers 2011 ou 2012 remplaçant Solar Keymark. En outre, le CSTB promet de renforcer son service évaluant les équipements solaires.

9.3.2. Qualité des installations

La qualité des équipements étant acquise, il reste à installer ces équipements et les réunir pour en faire un système. Le bon fonctionnement des systèmes solaires dépend beaucoup de la qualité de leur installation sur le chantier dans des conditions (toit, façade) inhabituelles pour des plombiers ou des chauffagistes. Outre les risques de contre-performances, cette incertitude se reflète dans des devis majorés pour prévoir les aléas.

Pour améliorer leurs prestations, les professions s'organisent avec le soutien de l'ADEME. Une structure professionnelle QualitEner organise l'attribution de labels aux entreprises après vérification que des personnels de l'entreprise aient suivi les formations correspondant aux installations envisagées. Plus d'une dizaine de milliers d'entreprises ont obtenu ce label dans les différents champs des énergies renouvelables mais beaucoup n'ont pas eu l'occasion d'exercer leur savoir-faire.

Les installations solaires relèvent des labels Qualisol, qui viennent de s'enrichir de QualiPV avec deux options Elec et Bat, qu'un installateur peut obtenir après un stage dans les deux disciplines. Chaque label serait attribué pour une durée de deux ans et ne serait pas renouvelé si le professionnel n'exploitait pas son savoir-faire. Dans cette démarche d'amélioration de la qualité, QualitEner reconnaît en être à la formation des formateurs.

Une autre organisation envisage la création d'une marque Osolaire qui s'appliquerait à l'équipement et son installation. Il propose que cette marque soit reconnue par l'administration fiscale et par les collectivités territoriales qui subventionnent les équipements. La marque permettrait l'accès immédiat aux aides, les autres équipements devraient faire l'objet de justificatifs.

Enfin, les industriels encouragent vivement l'augmentation du nombre d'espaces « Info Énergie » de l'ADEME pour permettre aux consommateurs de disposer d'une information indépendante, alors qu'ils sont parfois démarchés par d'anciens vendeurs d'encyclopédie.[sic]

9.3.3. La formation du personnel

Les besoins en main d'œuvre et en formation sont grands. Le Syndicat professionnel envisage un effectif de 50 000 à 150 000 ouvriers et techniciens dans les filières liées aux économies d'énergie et aux énergies renouvelables dans les dix prochaines années.

EDF considère que son programme Bleu Ciel implique la formation de plusieurs dizaines de milliers d'entreprises partenaires.

Des organisations interprofessionnelles ou privées ont investi ce marché. Certains industriels préparent la mise en place de centres régionaux de formation.

Mais il serait souhaitable que l'Éducation nationale développe ces formations à tous les niveaux de la formation technique et professionnelle : lycées techniques, classes de BTS, IUT, etc.

Malgré les bonnes intentions affichées par les uns et les autres, les problèmes de qualification des entreprises et des personnels, et leur conséquence sur les devis, sont susceptibles d'être un verrou pour une croissance rapide de l'énergie solaire. Le suivi et le soutien des initiatives doivent être une priorité pour les pouvoirs publics, qui doivent aussi adapter la formation professionnelle publique à ces nouvelles technologies.

9.4. L'avenir des procédures d'incitation

Les procédures d'incitation ont pour objectif de créer un marché dont les prix sont suffisamment abaissés pour que le bénéficiaire trouve avantageux d'installer le système solaire et finance la part restant à sa charge par le bénéfice qu'il tire de l'énergie produite. L'objectif est de créer une offre commerciale avec le développement d'une capacité de production et de services (installation et maintenance). On espère ainsi faire baisser les prix de l'offre commerciale par la concurrence en amont entre producteurs d'équipements et en aval entre distributeurs-installateurs.

Si le développement du marché en France et en Allemagne prouve l'efficacité initiale du dispositif, sa deuxième phase, qui vise à tirer profit de la baisse des prix au profit des consommateurs, ne va pas de soi. Il est en effet tentant pour les distributeurs-installateurs de tenir compte dans leurs prix des avantages dont bénéficie le client pour en tirer profit. D'où, la nécessité indiquée au sous-chapitre précédant, de mettre en place les conditions d'une concurrence efficace : bonne information des consommateurs et labellisation des produits. Il est ensuite logique de baisser à terme le niveau de la subvention. La difficulté est de trouver un bon calendrier pour cette action. Trop tôt et trop fort, couperait la dynamique du développement. Trop tard serait accorder une rente indue aux installateurs et fabricants aux frais du contribuable ou de l'utilisateur.

Le crédit d'impôts sur les équipements solaires est actuellement fixé jusqu'à la fin de 2009. La décision de poursuivre ou non cette mesure, à quel taux et à avec quelle assiette, devra être prise en 2009, pour l'inscrire éventuellement dans la loi de finances pour 2010.

Comme il a été dit au chapitre 4 sur l'énergie solaire dans le bâtiment, le recours à la réglementation thermique et aux règles d'urbanisme est à terme la voie privilégiée de promotion de l'énergie solaire. À quel horizon peut-on envisager un transfert des mesures fiscales vers des mesures de contraintes normatives ?

Il faut d'abord remarquer que la réglementation thermique pour les bâtiments existants est encore embryonnaire. Pour les bâtiments neufs, l'énergie solaire a fait une entrée modeste dans la RT 2005, mais verra sa place croître avec la RT 2010 et surtout la RT 2012 qui, suite aux propositions du Grenelle de l'environnement, anticiperait la RT 2015. Comme, d'après les professionnels, la pleine efficacité d'une nouvelle réglementation thermique est acquise seulement après 5 ans, on peut voir 2017 comme une date clé dans le dispositif d'incitation.

Il faut donc envisager encore 10 années de subvention à l'énergie solaire appliquée dans le bâtiment.

On peut noter que ce soutien n'est pas obligatoirement pris sur le budget de l'État. Le Syndicat des énergies renouvelables défend l'idée d'un « Fonds chaleur » supporté par les consommateurs d'énergies fossiles dans le bâtiment remplaçant le crédit d'impôts.

En ce qui concerne les achats d'électricité photovoltaïque par le distributeur d'électricité, cette procédure est aussi très efficace, mais elle génère plusieurs effets pervers.

L'existence d'un tarif fixe sans modulation horosaisonnaire, fait oublier que l'électricité a une valeur variable avec le temps et pour une bonne part en opposition de phase sur l'année avec l'ensoleillement. Pour les particuliers qui, le plus souvent, n'ont pas le choix de la position et du calage de leurs modules, cela est indifférent. Mais les investisseurs, qui construisent de véritables centrales, devraient être incités à assurer une production d'hiver par des tarifs d'achats modulés en fonction de la saison. Cette mesure pourrait être étendue par la suite aux immeubles neufs.

Ce concept de modulation pourrait à terme s'appliquer, en fonction de la localisation géographique régionale des besoins saisonniers d'électricité. L'argument que l'égalité des citoyens devant la loi s'y oppose, n'est pas recevable puisque la réglementation thermique reconnaît des zones climatiques subissant des contraintes différentes.

Une autre mesure radicale serait d'adopter à moyen terme une procédure de quotas d'énergie solaire imposés aux distributeurs. Mais la place des producteurs individuels est difficile à préserver, ainsi que la concurrence avec les producteurs du sud de l'Europe.

Les incitations au développement de l'énergie solaire ont été souvent pensées comme des outils de communication pour mobiliser des utilisateurs à court terme. Visant un impact à long terme, il faudrait progressivement les faire évoluer pour conduire aux meilleurs choix pour le système énergétique. Il serait aussi souhaitable que les mesures soient planifiées à moyen terme, même de manière indicative.

9.5. Combien cela coûtera-t-il ?

C'est une question difficile, à laquelle le groupe de travail n'avait pas les moyens de répondre. En effet, le surcoût du choix des énergies renouvelables est la différence entre le coût de l'énergie issue de ressources renouvelables et l'énergie issue de ressources fossiles. La première fait l'objet de prédictions résultant des courbes d'apprentissage, l'incertitude étant celle du développement du marché. Mais prédire le prix futur des énergies fossiles n'était pas à la portée du groupe de travail.

Aussi souhaite-il répondre à cette question par une citation tirée de la communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen « Une politique de l'énergie pour l'Europe » du 10 janvier 2007 :

« Pour parvenir à une part de 20 % pour les sources d'énergie renouvelables, il faudra supporter un coût annuel moyen supplémentaire d'environ 18 milliards d'euros, soit une augmentation d'environ 6 % de la facture totale des importations d'énergie de l'UE prévue pour 2020.

Ce montant est calculé en fonction d'un prix du baril de pétrole de 48 \$ en 2020. Si le prix du baril monte à 78 \$¹, le surcoût annuel moyen tomberait à 10,6 milliards d'euros.

Si l'on tient compte d'un prix de la tonne de carbone de plus de 20 euros, l'objectif de 20 % aurait un coût pratiquement égal à celui qu'entraînerait la consommation de sources d'énergie « traditionnelles », mais il créerait de nombreux emplois en Europe et permettrait le développement de nouvelles entreprises technologiques européennes ».

1. au 15 Mai 2008, il dépassait 135\$.

10. Synthèse et conclusions

Depuis trente ans, tous les gouvernements de la France ont affiché l'intention de poursuivre une politique de diversification énergétique à côté du développement de l'énergie nucléaire. La prise en compte des enjeux climatiques liés aux émissions des gaz à effet de serre a encore renforcé la demande pour une énergie non polluante. Dans le monde entier, se développent des tentatives pour mieux utiliser toutes les formes possibles des énergies renouvelables. En Europe, en France, des dispositions législatives ont été prises et des objectifs fixés. Des technologies nouvelles apparaissent, des marchés en forte croissance se développent. Il importait de faire le point sur cette situation rapidement mouvante. Le groupe de travail créé à cette fin s'est attaché à analyser le cas particulier de l'énergie solaire et à tenter de dire si les objectifs fixés ont une chance d'être atteints, comment, à quel prix et, le cas échéant, d'indiquer quelles recommandations l'Académie pourrait faire aux gouvernements comme aux particuliers.

Après un examen attentif et critique, il est possible de répondre que l'utilisation de l'énergie solaire pourrait croître progressivement jusqu'à apporter à la France environ 10 % de son énergie primaire en 2050, bien que notre pays ne soit pas particulièrement bien placé par sa géographie et son climat. On réduirait ainsi les émissions annuelles de gaz à effet de serre d'environ 50 Mt de CO₂, soit 15 Mt d'équivalent Carbone. Cette valeur paraît toutefois difficile à dépasser sans changement profond des conditions de vie et ne peut être atteinte ou approchée qu'au prix d'efforts significatifs et continus qu'il conviendra d'analyser plus avant.

Les incitations devront être maintenues le temps nécessaire, pour des montants encore difficiles à chiffrer. De leur côté, les secteurs de l'industrie du solaire et des équipements et services associés devront poursuivre un mouvement d'organisation à peine entamé aujourd'hui aussi bien en France qu'en Europe. Ils devraient être créateurs de plusieurs milliers d'emplois.

Pour le groupe de travail, l'avenir de l'énergie solaire en France est très lié au développement de la construction et surtout de l'habitat. C'est le plus gros consommateur d'énergie parmi les différents acteurs économiques. Il s'agira de construire des logements respectant des règles rigoureuses d'économie d'énergie, appliquant les méthodes de l'ingénierie bioclimatique et utilisant systématiquement les techniques actives, capteurs thermiques et/ou photovoltaïques. Les techniques disponibles aujourd'hui ou dont le développement est prévisible peuvent le permettre. Mais, avec les difficultés traditionnelles de l'innovation dans ce secteur et au rythme du renouvellement du parc immobilier, il faut agir vigoureusement et sans tarder, sans doute introduire des procédures contraignantes et profiter de la reprise en cours de la construction de bâtiments d'habitation et du développement du tertiaire. Il sera aussi nécessaire de rénover la partie qui peut l'être des bâtiments anciens.

Le groupe croit que l'objectif ultime à viser est celui de « la maison à énergie positive » où la production de chaleur et d'électricité par la maison elle-même remplit les besoins énergétiques domestiques. Aujourd'hui, cet objectif n'est pas hors d'atteinte.

Il y a peu de révolutions techniques à attendre dans le domaine du solaire thermique, mais son développement suppose un changement d'ordre de grandeur dans son industrialisation et surtout dans l'organisation de l'installation et des services à la clientèle, ce qui exigera un effort important de formation qu'il ne faut pas sous-estimer. Outre l'amélioration des matériels et la diminution de leur prix, des perfectionnements sont prévisibles sur le stockage et la combinaison avec des pompes à chaleur qui ne limiteraient plus l'usage du solaire à l'eau chaude sanitaire mais rempliraient l'essentiel des besoins de chauffage.

Bien entendu, le photovoltaïque donne les plus grands espoirs et les dernières années ont apporté des progrès très sensibles aussi bien au plan théorique que technique et conduit à des réalisations industrielles déjà importantes. La confiance s'est installée, les techniques relèvent de celles de l'électronique qui nous ont habitués aux miracles. Une dynamique mondiale s'est mise en place. Le marché, même en France, est en forte croissance. L'engagement de plusieurs grands industriels est un signe qui ne trompe pas. On a atteint un point de non-retour.

Il n'est pas possible de prédire quelles filières seront les plus utilisées ni quels groupes industriels seront les gagnants, mais la compétition vigoureuse en cours permet d'espérer de grands progrès, en particulier sur le prix des équipements. Si l'on est encore loin de la rentabilité en France, on en approche d'ores et déjà dans certaines régions ensoleillées de l'Europe du sud où le prix du kWh électrique est moins favorable que chez nous. Une bonne intégration technique et architecturale au bâtiment de capteurs plus grands, car devenus moins chers, donne de bons espoirs.

La production d'électricité sur les lieux mêmes de son utilisation par l'intégration dans le bâtiment que favorise clairement la réglementation française a déjà et aura des conséquences incalculables sur la réaction du public vis-à-vis de ce genre d'installations. Sans même attendre l'amélioration du stockage, dont le besoin est le point faible de l'électricité, la connexion au réseau apporte le complément nécessaire et la sécurité souhaitée.

Au niveau envisagé, la capacité du réseau à absorber la nouvelle puissance installée paraît démontrée. Une prévision fondée sur la connaissance des cycles jour/nuit et sur la météorologie de la nébulosité devrait en outre faciliter la tâche du dispatching.

Tous les efforts de recherche et surtout de développement doivent converger sur ces filières et leur intégration dans le schéma électrique national.

Si l'on se limite à la France métropolitaine, le groupe de travail ne pense pas qu'il y ait un avenir pour des centrales électriques solaires qu'elles soient photovoltaïques ou à conversion thermodynamique. Dans ces conditions, il ne paraît pas indispensable de construire de nouveaux prototypes ou unités de démonstration, sauf pour en faciliter l'exportation.

Les études sur les cycles de vie montrent, enfin, que les différents équipements solaires ont des retours énergétiques acceptables (de 2 à 4 ans) comparables avec les valeurs attribuées au nucléaire et aux éoliennes.

La réussite de la consultation nationale dite « Grenelle de l'environnement » permet de penser que l'opinion publique française est prête à accepter l'objectif de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation nationale à l'horizon 2050. L'énergie solaire peut en prendre sa part dans les conditions indiquées.

